CONSORCIO METGAS

NIT 901967210-9
Régimen Responsable del impuesto sobre las ventas –IVA
Resolución DIAN N° 18764098551198
Fecha 12/09/2025 - 12/09/2027
Autorización de Facturación Electrónica del ELEC1 al ELEC1000
Email: facturacion@ingeplan.co
Teléfono: 3127089634

Departamento	Fecha		
Bogotá	23	12	2025

FACTURA ELECTRÓNICA DE VENTA

N° ELEC3

Nombre o Razón Social:	UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME	**NIT:**	830000282	**Fecha de firmado:**	23/12/2025 17:59:51
Dirección:	Av.Calle 26 # 69 D-91 Torre 1 - Piso 9°	**Departamento:**	Bogotá	**Teléfono:**	6012220601
Email:	siifnacion.facturaelectronica@minhacienda.gov.co	**Forma de Pago:**	Crédito	**Medio de pago:**	Transferencia Crédito Bancario
Vencimiento:	Enero 22 del 2026	**Hora emisión:**	17:59:48-05:00	**Moneda:**	COP Colombia, Pesos
Fecha de pago:	22/01/2026				

Total de Lineas: 1

#	CÓDIGO	CANT	DESCRIPCIÓN	U. M.	IMPUESTOS			VR UNIT.	TOTAL
					NOM.	% o VAL	MONTO		
1	1000	1,00	CO1.PCCNTR.8058452 Prestar asistencia técnica para conceptualizar y establecer una metodología para determinar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia, con resolución sectorial, geográfica y temporal, así como obtener y procesar la información necesaria para su estimación.	94	IVA	19%	$76.052.370,00	$400.275.630,00	$400.275.630,00

Notas:
#$21-09-00;CO1.PCCNTR.8058452;johanna.castellanos@upme.gov.co#$ - Manifiesto bajo la gravedad de juramento que no tomaré costos ni deducciones asociados al presente ingreso, tal como lo establece el numeral 6 del artículo 1.2.4.1.6 del decreto único reglamentario 1625 de 2016. Se realiza el egundo pago que corresponde al 40% del contrato, que incluye los siguientes productos: 3.4 Informe con la identificación de los agentes validados objeto de la captura de información, formularios de encuesta a aplicar y procedimientos de encuesta. 3.5 Documento que exponga los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con máximo un 20% del total de la muestra. 3.6 Documento que exponga los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con máximo un 70% del total de la muestra.

Subtotal:	$400.275.630,00
Cargos:	$0.00
Descuento:	$0.00
IVA:	$76.052.370,00
Total:	$476.328.000,00

SON: (cuatrocientos setenta y seis millones trescientos veintiocho mil pesos)
CUFE: 6bcf8a41a33bdd097b550ac97dc4370d15e9094cca86c4c2bbc1f9ec8d3606fc93e4ec0eaafec60ed68e897321babbbb

IMPUESTO	BASE	TARIFA / VALOR NOMINAL	IMPORTE
IMPUESTOS			
01 IVA	$400.275.630,00	19,00%	$76.052.370,00

Firma Digital: R+mWTBiI0hjY2hSKTtZcSa7gEZisq2PHOxe9IKySK/owdAaWk365yEcq01PJZZr4
EfYMtzGSEaBKMEtrRW1joUIaHf30sbLEgrCnqf6yTiAwyrmy63
2UlyLWbZU4pQ/k iI+vpFGGVRGQeZLtQ4d8iNUmBZ7zqAEpunCJWnpy5dqWNEXeDJ5AqKNiUABnUiu/ AwM6zQHOEYcsemLcSR5TQ2BM203kPWEiXm3
lzqHfkZVazVcskYMwo0NV4Mbo7RCL DLTByF50qf1GNyTYHVcVJ+4G6yxbSIWJlSNOm9ufRcYeiVaeiM9E1s19pRoSW2/+ MkVKQoFXbpR99xzwFhWI
KA==

Esta factura es un título valor de acuerdo al art. 774 del C.C. y una vez aceptada declara haber recibido los bienes y servicios a satisfacción.

Representación Gráfica de la Factura de Venta Electrónica.

El suscrito Representante Legal de:
CONSORCIO METGAS
NIT. 901.967.210-9

CERTIFICA:

1. En mi calidad de Representante Legal del **CONSORCIO METGAS** me permito certificar que la mencionada sociedad, se encuentra al día en el pago de aportes parafiscales y de seguridad social, de acuerdo con lo establecido en la ley 789 del 27 de diciembre de 2002, durante los últimos seis (06) meses, y hasta la fecha de expedición de esta certificación.

2. Que teniendo en cuenta lo anterior de **CONSORCIO METGAS**, no se encuentra en mora por aportes al sistema de pensiones, riesgos profesionales, cajas de compensación familiar, instituto Colombiano de Bienestar Familiar y Servicio Nacional de Aprendizaje.

3. De conformidad con la Ley 43 de 1990 y el Artículo 23 de la Ley 1150 de 2007; certifico estar al día en el pago de nómina y las obligaciones al Sistema Integral de Seguridad Social y Aportes Parafiscales

La presente certificación se expide a los veintidós (22) días del mes de diciembre de 2025.

Cordialmente

SANDRA CAROLINA CARDOZO PEREZ
Firmado digitalmente por SANDRA CAROLINA CARDOZO PEREZ
Fecha: 2025.12.22 15:07 37 -05'00'

SANDRA CAROLINA CARDOZO PÉREZ
Cedula de ciudadanía: 52.778.495
REPRESENTANTE LEGAL
CONSORCIO METGAS



REPUBLICA DE COLOMBIA
IDENTIFICACION PERSONAL
CEDULA DE CIUDADANIA

NUMERO 52.778.495
CARDOZO PEREZ
APELLIDOS
SANDRA CAROLINA
NOMBRES

Sandra Carolina Cardozo
FIRMA



FECHA DE NACIMIENTO 14-MAR-1983
BOGOTA D.C
(CUNDINAMARCA)
LUGAR DE NACIMIENTO
1.60 ESTATURA
O+ G.S. RH
F SEXO
18-JUL-2001 BOGOTA D.C
FECHA Y LUGAR DE EXPEDICION
REGISTRADOR NACIONAL
CARLOS ARIEL SANCHEZ TORRES
INDICE DERECHO

A-1500150-00471240-F-0052778495-20130919 0034933995A 1 1512537245

Calle 104a # 47a-58
Bogotá, Colombia
Email: info@ingeplan.co
Tel: 6016754055

MAIRA ALEJANDRA PACHECO CARRASCAL

OBRANDO EN MI CALIDAD DE REVISOR FISCAL DE

INGEPLAN.CO SAS BIC

NIT. 800.169.622-1

CERTIFICA:

1. Que, para efectos de esta certificación, he obtenido de la Gerencia General la información que he considerado necesaria y he seguido los procedimientos aconsejados por las Normas de Auditoria Generalmente aceptados en Colombia.

2. En mi calidad de Revisor fiscal de **INGEPLAN.CO SAS BIC** (antes MUR PROYECTOS) me permito certificar que la mencionada sociedad, se encuentra al día en el pago de aportes parafiscales y de seguridad social, de acuerdo con lo establecido en la ley 789 del 27 de diciembre de 2002, durante los últimos seis (06) meses, y hasta la fecha de expedición de esta certificación.

3. Que teniendo en cuenta lo anterior **INGEPLAN.CO SAS BIC** (antes MUR PROYECTOS), no se encuentra en mora por aportes al sistema de pensiones, riesgos profesionales, cajas de compensación familiar, instituto Colombiano de Bienestar Familiar y Servicio Nacional de Aprendizaje.

4. De conformidad con la Ley 43 de 1990 y el Artículo 23 de la Ley 1150 de 2007; certifico estar al día en el pago de nómina y las obligaciones al Sistema Integral de Seguridad Social y Aportes Parafiscales

La presente certificación se expide el veintidós (22) días del mes de diciembre de 2025, para ser presentada A QUIEN INTERESE, y no podrá ser utilizado para ningún otro propósito.

Cordialmente

MAIRA ALEJANDRA PACHECO CARRASCAL
C.C. 1.032.463.588
Rev. Fiscal
T.P 203224-T

UNIDAD ADMINISTRATIVA ESPECIAL **JUNTA CENTRAL DE CONTADORES**

Certificado No:

1 7 E 3 D F 1 3 D 9 1 D 1 3 D D

LA REPUBLICA DE COLOMBIA

MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO

UNIDAD ADMINISTRATIVA ESPECIAL

JUNTA CENTRAL DE CONTADORES

CERTIFICA A:
QUIEN INTERESE

Que el contador público **MAIRA ALEJANDRA PACHECO CARRASCAL** identificado con CÉDULA DE CIUDADANÍA No 1032463588 de BOGOTA, D.C. (BOGOTA D.C) Y Tarjeta Profesional No 203224-T SI tiene vigente su inscripción en la Junta Central de Contadores y desde la fecha de Inscripción.

NO REGISTRA ANTECEDENTES DISCIPLINARIOS ******************************
****
****

Dado en BOGOTA a los 2 días del mes de Octubre de 2025 con vigencia de (3) Meses, contados a partir de la fecha de su expedición.

SANDRA MILENA BARRIOS PULIDO
DIRECTOR GENERAL

ESTE CERTIFICADO DIGITAL TIENE PLENA VALIDEZ DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL ARTICULO 2 DE LA LEY 527 DE 1999, DECRETO UNICO REGLAMENTARIO 1074 DE 2015 Y ARTICULO 6 PARAGRAFO 3 DE LA LEY 962 DEL 2005

Para confirmar los datos y veracidad de este certificado, lo puede consultar en la página web www.jcc.gov.co digitando el número del certificado

Se entrega copia de la presente tarjeta profesional para los tramites relacionados con la firma a mi nombre como revisora fiscal de la empresa INGEPLAN.CO SAS EMPRESA DE BENEFICIO E INTERES COLECTIVO BIC a partir de 15 de abril de 2024



Se entrega copia de la presente tarjeta profesional para los tramites relacionados con la firma a mi nombre como revisora fiscal de la empresa INGEPLAN.CO SAS EMPRESA DE BENEFICIO E INTERES COLECTIVO BIC a partir de 15 de abril de 2024



Se entrega copia de la presente tarjeta profesional para los tramites relacionados con la firma a mi nombre como revisora fiscal de la empresa INGEPLAN.CO SAS EMPRESA DE BENEFICIO E INTERES COLECTIVO BIC a partir de 15 de abril de 2024

REPUBLICA DE COLOMBIA
IDENTIFICACION PERSONAL
CEDULA DE CIUDADANIA

NUMERO **1.032.463.588**

PACHECO CARRASCAL

APELLIDOS

MAIRA ALEJANDRA

NOMBRES

FIRMA





FECHA DE NACIMIENTO **14-MAY-1994**

LA PLAYA
(NORTE DE SANTANDER)
LUGAR DE NACIMIENTO

1.57	**O+**	**F**
ESTATURA	G.S. RH	SEXO

15-MAY-2012 BOGOTA D.C
FECHA Y LUGAR DE EXPEDICION

REGISTRADOR NACIONAL
CARLOS ARIEL SANCHEZ TORRES

INDICE DERECHO

P-1500150-00395228-F-1032463588-20120824 **0030**88120A 3 37291236

Bogotá D.C., Diciembre 22 de 2025

CERTIFICACIÓN DE PAGOS DE SEGURIDAD SOCIAL Y APORTES PARAFISCALES ARTÍCULO 50 LEY 789 DE 2002

(PERSONAS JURÍDICAS)

Yo, **SANTIAGO PÁEZ TALERO**, identificado con C.C. No. 79.339.188 de Bogotá, en mi condición de Representante Legal de **INGENIERÍA, CONSULTORÍA Y PLANEACIÓN S.A. INCOPLAN S.A.**, identificada con Nit **800.097.991 - 2**, debidamente inscrito en la Cámara de Comercio de Bogotá, me permito certificar que de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia, los estados financieros de la compañía se ha efectuado el pago por concepto de los aportes correspondientes a los sistemas de salud, pensiones, riesgos profesionales, cajas de compensación familiar, Instituto Colombiano de Bienestar familiar (ICBF) y Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA), a la fecha. Lo anterior, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 de la Ley 789 de 2002.

Yo **MONICA PATRICIA BULLA MILA**, identificado con C.C. No. 52.736.283 de Bogotá D.C., y con Tarjeta Profesional No. 122106-T de la Junta Central de Contadores de Colombia, en mi condición de Revisor Fiscal, de **INGENIERÍA, CONSULTORÍA Y PLANEACIÓN S.A. INCOPLAN S.A.**, identificada con Nit **800.097.991 - 2**, debidamente inscrito en la Cámara de Comercio de **Bogotá,** me permito auditar que de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia, los estados financieros de la compañía se ha efectuado el pago por concepto de los aportes correspondientes a los sistemas de salud, pensiones, riesgos profesionales, cajas de compensación familiar, Instituto Colombiano de Bienestar familiar (ICBF) y Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA), a la fecha. Lo anterior, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 de la Ley 789 de 2002.

SANTIAGO PÁEZ TALERO
Representante Legal **INCOPLAN S.A.**
C.C. No. 79.339.188 de Bogotá

MONICA PATRICIA BULLA MILA
Revisor Fiscal
INCOPLAN S.A.
T.P. No. 122106-T

UNIDAD ADMINISTRATIVA ESPECIAL **JUNTA CENTRAL DE CONTADORES**

Certificado No:

2125687C2E7C2FDE

LA REPUBLICA DE COLOMBIA

MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO

UNIDAD ADMINISTRATIVA ESPECIAL

JUNTA CENTRAL DE CONTADORES

CERTIFICA A:
QUIEN INTERESE

Que el contador público **MONICA PATRICIA BULLA MILA** identificado con CÉDULA DE CIUDADANÍA No 52736283 de BOGOTA, D.C. (BOGOTA D.C) Y Tarjeta Profesional No 122106-T SI tiene vigente su inscripción en la Junta Central de Contadores y desde la fecha de Inscripción.

NO REGISTRA ANTECEDENTES DISCIPLINARIOS *

Dado en BOGOTA a los 12 días del mes de Noviembre de 2025 con vigencia de (3) Meses, contados a partir de la fecha de su expedición.

SANDRA MILENA BARRIOS PULIDO
DIRECTOR GENERAL

ESTE CERTIFICADO DIGITAL TIENE PLENA VALIDEZ DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL ARTICULO 2 DE LA LEY 527 DE 1999, DECRETO UNICO REGLAMENTARIO 1074 DE 2015 Y ARTICULO 6 PARAGRAFO 3 DE LA LEY 962 DEL 2005

Para confirmar los datos y veracidad de este certificado, lo puede consultar en la página web www.jcc.gov.co digitando el número del certificado

República de Colombia
Ministerio de Educación Nacional

JUNTA CENTRAL DE CONTADORES
TARJETA PROFESIONAL
DE CONTADOR PUBLICO

122106-T



MONICA PATRICIA
BULLA MILA
C.C. 52736283
RESOLUCION INSCRIPCION 247 FECHA 2006/11/02
UNIVERSIDAD DE LA SALLE

PRESIDENTE

HÉCTOR JAIME CORREA PINZÓN 132054

FIRMA DEL TITULAR 42383

Esta tarjeta es el único documento que lo acredita como CONTADOR PUBLICO de acuerdo con lo establecido en la Ley 43 de 1990.
Agradecemos a quien encuentre esta tarjeta devolverla al Ministerio de Educación Nacional - Junta Central de Contadores.


REPUBLICA DE COLOMBIA
IDENTIFICACION PERSONAL
CEDULA DE CIUDADANIA
NUMERO 52736283
BULLA MILA
APELLIDOS
MONICA PATRICIA
NOMBRES
FIRMA


INDICE DERECHO
FECHA DE NACIMIENTO 08-SEP-1981
BOGOTA D.C.
(CUNDINAMARCA)
LUGAR DE NACIMIENTO
1.60
ESTATURA
O+
G.S. RH
F
SEXO
28-SEP-1999 BOGOTA D.C.
FECHA Y LUGAR DE EXPEDICION
REGISTRADOR NACIONAL
IVAN DUQUE ESCOBAR
A-1500115-47096661-F-0052736283-20020302
05582 02060B C2 101504745

Unidad de Planeación Minero Energética

DETERMINACIÓN DEL COSTO DE RACIONAMIENTO DEL SERVICIO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Producto 4. Procedimientos de encuestas

Resumen

Este documento contiene el Informe con la identificación de los agentes validados objeto de la captura de información, formularios de encuesta a aplicar y procedimientos de encuesta para el estudio que permite conceptualizar y establecer una metodología para determinar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia, con resolución sectorial, geográfica y temporal, así como obtener y procesar la información necesaria para su estimación. Es realizado por el Consorcio METGAS, conformado por INGEPLAN e INCOPLAN, para la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia, UPME.

Elaborado por el Consorcio METGAS

Consorcio MetGas

INGEPLAN.CO

INCOPLAN S.A. INGENIERIA.CONSULTORIA Y PLANEACION

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME
Contrato No. CO1.PCCNTR.8058452
Producto 4. Procedimientos de encuestas V4
Diciembre 3, 2025
Versión 4

Contenido

1 Objeto de la contratación 4

2 Alcance del producto 4

3 Documentos base ..... ¡Error! Marcador no definido.

4 Identificación de agentes 5

4.1 Objetivo de la sección 5

4.2 Agentes y representatividad 5

4.3 Agentes y representatividad 6

4.4 Especificación agentes 6

4.5 Tareas previas realizadas 22

5 Organización del marco de muestreo utilizado para no residencial 26

5.1 Definiciones básicas 27

5.2 Descriptivo del marco depurado 33

5.3 Homologación, armonización y depuración del marco para el diseño muestral 36

6 Formularios de encuesta 41

6.1 Objetivo de la sección 41

6.2 Asuntos de contexto 41

6.3 Formulario de encuesta y estructura base de datos 44

6.4 Logística y procedimientos 94

6.5 Personal y capacitación 96

7 Procedimientos de encuesta 101

7.1 Objetivo de la sección 101

7.2 Procedimientos de encuesta 101

7.3 Análisis y validación de información 102

7.4 Sustitución o recaptura 103

8 Almacenamiento y procesamiento 103

8.1 Objetivo de la sección 103

8.2 Almacenamiento y procesamiento 103

8.3 Actualización 105

9 Anexo. Información complementaria – Consumo y tarifas 107

10 Bibliografía 128

1 Objeto de la contratación

Prestar asistencia técnica para conceptualizar y establecer una metodología para determinar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia, con resolución sectorial, geográfica y temporal, así como obtener y procesar la información necesaria para su estimación.

2 Alcance del producto

Este producto corresponde con el **Producto 4** de la consultoría que se describe en el Objeto del contrato celebrado entre la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME y el Consorcio METGAS. La firma del Acta de Inicio para esta consultoría se realizó el 5 de agosto de 2025. Corresponde al proceso de SELECCIÓN PÚBLICA No. P-002-2025

Este **Producto 4** contiene el informe con la identificación de los agentes validados objeto de la captura de información, formularios de encuesta a aplicar y procedimientos de encuesta.

En este documento también se evidencia el cumplimiento a las siguientes obligaciones específicas indicadas en el capítulo 4 de los términos de referencia:

Definición metodología 8. Establecer los agentes que serán objeto de búsqueda de información según su representatividad, precisando ubicación, personas e información de contacto. Realizar todas las tareas previas necesarias para asegurar su disponibilidad para suministrar la información requerida.

Consecución de información 10. Definir un formulario para capturar mediante encuestas la información que alimentará el modelo para cuantificar el costo de racionamiento. También la logística y procedimientos, así como el personal capacitado para lograr con veracidad tal información.

Consecución de información 12. Establecer y aplicar procedimientos para analizar y validar la información obtenida, así como para rehacer la captura de información o sustituir con nuevas encuestas, en caso de ser necesario.

Consecución de información 13. Especificar una metodología de almacenamiento y procesamiento de la información que permita que desde la información que progresivamente se obtenga se pueda actualizar la muestra estadística, oportunamente actualizar los agentes a encuestar, los procedimientos de encuesta y los formularios de encuesta según se identifique.

3 Identificación de agentes

3.1 Objetivo de la sección

Definición metodología 8. Establecer los agentes que serán objeto de búsqueda de información según su representatividad, precisando ubicación, personas e información de contacto. Realizar todas las tareas previas necesarias para asegurar su disponibilidad para suministrar la información requerida.

Consecución de información 13. Especificar una metodología de almacenamiento y procesamiento de la información que permita que desde la información que progresivamente se obtenga se pueda actualizar la muestra estadística, oportunamente actualizar los agentes a encuestar, los procedimientos de encuesta y los formularios de encuesta según se identifique.

3.2 Agentes y representatividad

Se establecen los agentes que serán objeto de búsqueda de información según su representatividad para un total esperado de 424 encuestas, conforme los términos de referencia que dan lugar a esta consultoría. 94 de estas encuestas se esperan para el sector residencial y 330 en el sector No Residencial. Con la distribución según la tabla.

Tabla 1. Encuestas a realizar, con la distribución definida

ítem	valor	Comentario
Total de encuestas	424	Total de encuestas según términos de referencia
Total de encuestas residencial	94	Total de encuestas residencial a realizar
Total de encuestas no residencial	330	Total de encuestas no residenciales a realizar

Distribución residencial y no residencial de encuestas a realizar									
Región	Total	Residencial	No residencial	Sector No Residencial					
				Terciario	GNCV	Industrial	Termo eléctrico	Petróleo	Compresores
Centro	174	48	126	30	7	79	2	3	5
Costa Atlántica/ Interior	92	16	76	8	1	58	7	1	1
CQR	24	5	19	5	1	13	0	0	0
Magdalena Medio	12	3	9	2	1	5	0	1	0
Nor Occidente	36	6	30	6	3	19	1	1	0
Nor Oriente	25	7	18	4	1	13	0	0	0

Sur Occidente	45	5	40	7	1	29	2	0	1
Tolima Huila	16	4	12	4	0	7	0	0	1
Encuestas a realizar	**424**	**94**	**330**	**66**	**15**	**223**	**12**	**6**	**8**

3.3 Agentes y representatividad

3.4 Especificación agentes

3.4.1 Agentes No Residencial

Se presenta el listado de agentes no residenciales a entrevistar. El listado de entrevistados podrá variar según condiciones específicas del operativo.

Tabla 2. Especificación de agentes No Residenciales

REGION	sector	NIT	RAZON_SOCIAL	DIRECCION_COMERCIAL	MUNICIPIO_COMERCIAL	CIIU_MAYORES_INGRESOS	TELEFONO_COMERCIAL_1	CORREO_ELECTRONICO_COMERCIAL
Centro	Industrial	1057185111	SANABRIA GALINDO WILMER JOSE	CL 7 N 5 25	RAMIRIQUI	1811	3196299744	sanabriawilmarjose@gmail.com
Centro	Industrial	860516806	PERMODA LTDA	Calle 17A N° 68D-88	BOGOTA, D.C.	1410	2948999	GD_JURIDICA@permoda.com.co
Centro	Industrial	860000452	MANUFACTURAS ELIOT S.A.S.	CALLE 19 # 68 B 65	BOGOTA, D.C.	1312	6014055252	correspondencia@patprimo.com.co
Centro	Industrial	860074450	QUALA S A	CR 68 D NO. 39F-51 SUR	BOGOTA, D.C.	1089	4824858	infocomercial@quala.com.co
Centro	Industrial	830002366	BIMBO DE COLOMBIA S A	KM 12 AUT MEDELLIN VDA LA PUNTA PREDIO EL TEJAR	TENJO	1081	6017452111	notificacionesjudicialescolombia@grupobimbo.com
Centro	Industrial	800018359	BEL-STAR S.A.	KM 22 VDA CANAVITA	TOCANCIPA	2023	5930404	notificacionesjud@belcorp.biz
Centro	Industrial	860002536	COMPAÑIA COLOMBIANA DE CERAMICA S.A.S	CLL 100 NO. 8A- 55 TR C PISO 9	BOGOTA, D.C.	2393	6446500	ccnotificaciones@corona.com.co
Centro	Industrial	860007538	FEDERACION NACIONAL DE CAFETEROS DE COLOMBIA	CLL. 73 No. 8-13	BOGOTA, D.C.	1063	3136600	notificaciones.fnc@cafedecolombia.com
Centro	Industrial	860025900	ALPINA PRODUCTOS ALIMENTICIOS S.A.S. - BIC.	Carrera 4 # 7 - 99	SOPO	1040	4238600	notificaciones@alpina.com
Centro	Industrial	860005224	BAVARIA & CIA S.C.A	CRA 53 A NO. 127 35	BOGOTA, D.C.	1103	6017453333	notificaciones@ab-inbev.com
Centro	Industrial	860008448	MEALS MERCADEO DE ALIMENTOS DE COLOMBIA S.A.S	CALLE 98 # 70-90	BOGOTA, D.C.	1040	6016439120	correspondenciasnch.domesa@servicios nutresa.com
Centro	Industrial	860003831	PRODUCTOS RAMO SAS	Avenida Calle 116 7 15 INTERIOR 2 OFICINA 1502	BOGOTA, D.C.	1081	6017482000	impuestos@ramo.com.co
Centro	Industrial	890903858	INDUSTRIA NACIONAL DE GASEOSAS SAS	Calle 25 D # 95 A 85 PORTERIA 2	BOGOTA, D.C.	1104	4011600	notificaciones@kof.com
Centro	Industrial	860002130	NESTLE DE COLOMBIA S.A.	CLL. 93 # 15 - 73	BOGOTA, D.C.	1089	5219000	impuestos.notificaciones@co.nestle.com
Centro	Industrial	860031606	DIANA CORPORACION S.A.S	CARRERA 13 No. 93 -24	BOGOTA, D.C.	1051	6231799	corporativo.alimentos@grupodiana.co
Centro	Industrial	860013771	AJOVER DARNEL S.A.S	CALLE 65 BIS NO 91-82	BOGOTA, D.C.	2229	5949999	contabilidadexternos@dextonsa.com
Centro	Industrial	860007955	GRADEZCO LTDA	CR 36 NO. 5 C - 09	BOGOTA, D.C.	2023	6013759600	GRADEZCO@GRADEZCO.COM
Centro	Industrial	860002518	UNILEVER ANDINA COLOMBIA LTDA	AVENIDA CARRERA 45 # 108 - 27 TORRE 3 PISO 5 Y 6	BOGOTA, D.C.	2023	9503000	notificaciones.judiciales@unilever.com
Centro	Industrial	800047359	INR INVERSIONES REINOSO Y CIA LTDA	CR 27 NO. 65-39	BOGOTA, D.C.	2930	2312692	INVERSIONESREINOSO@INR.COM.CO
Centro	Industrial	860029995	ACERIAS PAZ DEL RIO SA	Avenida Calle 100 nro 13 - 21 piso 15	BOGOTA, D.C.	2410	6087730200	jessica.prieto@pazdelrio.com.co
Centro	Industrial	860053831	COMERCIAL ALLAN S A S	AUT MEDELLIN KM 1.8 COSTADO SUR PARQUE SOKO INDUSTRIAL BG 4	COTA	1040	6012715424	impuestos@heladospopsy.com
Centro	Industrial	860014404	TAPON CORONA DE COLOMBIA S.A.S.	CARRETERA OCC. KM.14	MOSQUERA	2229	8293700	reinaldo.matta@envasesuniversales.com
Centro	Industrial	860017005	CHALLENGER S.A.S	DIAG.25G #94-55	BOGOTA, D.C.	2750	4256000	notificacionesjudiciales@challenger.co
Centro	Industrial	891100445	ORF S.A	CRA 10 97A 13 PISO 4 TORRE B	BOGOTA, D.C.	1051	6016449420	impuestos@orf.com.co
Centro	Industrial	860000258	COMPAÑIA MANUFACTURERA DE PAN COMAPAN S A	Carrera 42 B 14 25	BOGOTA, D.C.	1081	3299390	info@comapan.com.co
Centro	Industrial	860032550	ALFAGRES S.A.	AV CARACAS NO. 35-55	BOGOTA, D.C.	2392	3390664	dlegal@alfa.com.co
Centro	Industrial	830095438	PEPAL S A S	CL 18A 69B - 24	BOGOTA, D.C.	1410	4321890	contabilidad@pepal.co
Centro	Industrial	830081407	AJECOLOMBIA S.A.S	KM 2 VIA FUNZA SIBERIA PARQ. IND. SAN ANTONIO BOD 123 BL A	FUNZA	1104	6015939070	facturacion.electronica.co@ajegroup.com
Centro	Industrial	800218958	FLEXO SPRING S A S	CLL 14 NO. 62-33	BOGOTA, D.C.	2229	4461066	omolaya@flexospring.com.co
Centro	Industrial	860004922	PRODUCTOS NATURALES DE LA SABANA S.A.S. BIC	KM. 5 VIA CAJICA - TABIO	CAJICA	1040	4887000	productosnaturalesdelasabana@alqueria.com.co

Centro	Industrial	860001965	TEXTILES LAFAYETTE SAS	CL. 15 N. 72 95	BOGOTA, D.C.	1311	4248888	recfacturae@lafayette.com
Centro	Industrial	860512249	YANBAL DE COLOMBIA S.A.S.	AVD 15 5 187	FACATATIVA	2023	6446400	correspondencia.colombia@yanbal.com
Centro	Industrial	860000006	TEAM FOODS COLOMBIA S	CALLE 45 A SUR NO. 56 21	BOGOTA, D.C.	1032	7709000	jnino@alianzateam.com
Centro	Industrial	860000135	AZUL K S.A.S.	AUT SUR NO. 60-51	BOGOTA, D.C.	2023	7119005	AZULKSA@AZULK.COM
Centro	Industrial	860000794	INDUSTRIAS SPRING S.A.S.	AUT. MEDELLIN ENT. 2.2 KM. AL OCCIDENTE DEL RIO BTA.COSTADO NORTE	COTA	3120	8766400	mvillarraga@spring.com.co
Centro	Industrial	891800111	DIACO S A	CL 93 B N° 18 12 PISO 8 BUSSINES PARK	BOGOTA, D.C.	2410	6003900	diaco@diaco.com.co
Centro	Industrial	860002274	ETERNA S A	AV CALLE 26 No. 57-83 EDIFCIO T7 - OFICINA 502	BOGOTA, D.C.	2023	2601100	notificaciones@eterna.com.co
Centro	Industrial	900067125	FRIGORIFICOS GANADEROS DE COLOMBIA S A	CRA. 46 NO. 93-71	BOGOTA, D.C.	1011	7427730	notificaciones@friogan.com
Centro	Industrial	830006735	ALIMENTOS POLAR COLOMBIA SAS	CR 9A # 99 - 02 ED CITIBANK P. H OF 501	BOGOTA, D.C.	1051	6511777	ADRIANA.MADRID@EMPRESASPOLAR.COM
Centro	Industrial	860009808	HOLCIM (COLOMBIA) S.A.	CALLE 113 NO. 7 - 45 PISO 12 TORRE B	BOGOTA, D.C.	2394	6016575300	col-notificaciones.holcim@holcim.com
Centro	Industrial	860502509	PVC GERFOR S.A.S	AUT. MEDELLIN KM 2 600 MTS ENTRADA VIA PARCELAS-COTA	COTA	2229	6018776800	gerforimpuestos@gerfor.com
Centro	Industrial	800241810	INDUSTRIA DE ELECTRODOMESTICOS S.A.S INDUSEL S.A.S	AUTOPISTA AVENIDA CALLE 57 R SUR NO. 67-59	BOGOTA, D.C.	2750	7245151	info@indusel.com.co
Centro	Industrial	832000402	YAZAKI CIEMEL S A	KM 21 AUT NORTE	CHIA	2930	6015188510	impuestos_colombia@co.yazaki.com
Centro	Industrial	860002067	PROQUINAL S.A.S.	CLL 11 A No 34-50	BOGOTA, D.C.	1399	2417800	CONTAB@PROQUINAL.COM
Centro	Industrial	860015204	CIPLAS S.A.S.	CL 11 NO. 60-03	BOGOTA, D.C.	2229	5185028	FINANZAS@CIPLAS.COM
Centro	Industrial	900601327	GRUPO SIDERURGICO REYNA S.A.S	CL 51 10 C 90	SOGAMOSO	2410	7717723	contabilidad@gruposiderurgico.com
Centro	Industrial	860534221	PAN PA'YA LTDA	CLL 144 49 30	BOGOTA, D.C.	1081	4851189	luz.alarcon@panpaya.com.co
Centro	Industrial	900297153	COASPHARMA SAS	Calle 18 A 28 A 27 /43/55 CARRERA 30 # 18 - 54	BOGOTA, D.C.	2100	6013351000	contabilidad@coaspharma.co
Centro	Industrial	830044180	FINART S.A.S	CRA 127 15B-60 INTERIOR 2 BODEGAS 5 6 9 10 11 Y 12	BOGOTA, D.C.	3212	5946020	notificacionesjud@belcorp.biz
Centro	Industrial	860530547	MULTIDIMENSIONALES S.A.S.	CL 17 F NO. 126 90	BOGOTA, D.C.	2229	6014222000	NOTIFICACIONESMD@TEKNI-PLEX.COM
Centro	Industrial	860005050	MEXICHEM COLOMBIA S A S	Autopista Sur No. 71-75	BOGOTA, D.C.	2229	7825000	comunicadosfinanzas@mexichem.com
Centro	Industrial	79421317	CARLOS BUITRAGO BUITRAGO	CL 21 A NO. 69B-86	BOGOTA, D.C.	2023	4052121	contabilidad@laboratorioslissia.com
Centro	Industrial	800161656	MODANOVA S A S	CALLE 13 # 65 - 21 LOCAL 103 C.C ZONA IN	BOGOTA, D.C.	1392	6017458800	auditoria@modanova.com.co
Centro	Industrial	860003563	HITACHI ENERGY COLOMBIA S.A.S.	AV. CRA. 45 # 108-27 TORRE 1 PISO 13	BOGOTA, D.C.	2711	6014178000	notificacion@hitachienergy.com
Centro	Industrial	860031786	FULLER PINTO SA	CLL 12B N.68B-25	BOGOTA, D.C.	3290	4235000	CONTABILIDAD@FULLERPINTO.COM
Centro	Industrial	860000762	DENOMINACIONES SANTAFE Y SANT	CR 9 NO. 74 08 OF 602	BOGOTA, D.C.	2392	3190330	santafe@santafe.com.co
Centro	Industrial	900226948	LABORATORIOS SIEGFRIED S.A.S	CALLE 17 No. 42 09	BOGOTA, D.C.	2100	2086262	juridico@siegfried.com.co
Centro	Industrial	860402328	INTECPLAST INYECCION TECNICA DE PLASTICOS S.A.S.	CL 59 No 3 54	SOACHA	2229	7799030	asisimpuestos@intecplast.com.co
Centro	Industrial	860513290	PRODUCTORES DE ENVASES FARMACEUTICOS S.A.S. PROENFAR S.A.S	CL 10 NO. 34A-13	BOGOTA, D.C.	2229	6016736990	impuestos@proenfar.com

Centro	Industrial	800184269	EMPRESA COLOMBIANA DE SOPLADO E INYECCION ECSI S A S	AV CRA 68D N 18-75	BOGOTA, D.C.	2229	6014120604	rvera@ecsi.com.co
Centro	Industrial	860074358	LABORATORIOS BUSSIE S A	DIAGONAL 19 D # 39-41	BOGOTA, D.C.	2100	3351135	impuestos@bussie.com.co
Centro	Industrial	860009034	STANTON S A S	KM 25 VIA A SIBATE	SIBATE	1521	7198415	direccioncontable@stanton.co
Centro	Industrial	860002302	ETERNIT COLOMBIANA S.A.	AUTOPISTA SUR KM 1 VIA SILVANIA	SIBATE	2395	7306900	gsancheze@elementia.com
Centro	Industrial	800106884	DUGOTEX S A	CR 89A 64C 17	BOGOTA, D.C.	1410	6012916777	revisoria.fiscal@cidugotex.com
Centro	Industrial	860525814	TEXTILES MIRATEX S A S	CL 12 B NO. 37-31	BOGOTA, D.C.	1311	3647666	atencionhabeasdatamiratex@gmail.com
Centro	Industrial	800149149	ALIMENTOS BALANCEADOS TEQUENDAMA S.A. ALBATEQ SA	KM. 2 VIA FUNZA- COTA	FUNZA	1090	5951630	notificacionesoficiales@albateq.com
Centro	Industrial	860001942	BAYER S A	AK 45 # 123 - 60 TORRE SAPIENCIA PISO 6	BOGOTA, D.C.	2021	6014142277	NOTIFICACIONESLEGALES@BAYER.COM
Centro	Industrial	800014338	LABORATORIOS NATURAL FRESHLY INFABO S A S INSTITUTO FARMACOLOGICO BOTANICO S A S	VRD PUEBLO VIEJO KM 1 VIA COTA CHIA	COTA	2100	5951313	contabilidad@naturalfreshly.com
Centro	Industrial	860401826	PRODUCTOS ALIMENTICIOS EL RECREO S.A.S.	CALLE 34 NUMERO 29 - 08 ACCESO A PORTERIA PRODUCTOS LACTEOS EL RE	ZIPAQUIRA	1040	8519501	notificaciones@productoselrecreo.com
Centro	Industrial	860031885	TEXTILES SWANTEX SA	CRA 34 NO. 17 A -62	BOGOTA, D.C.	1410	3647222	jcontreras@swantex.com.co
Centro	Industrial	860021302	WESTON S.A.S.	CLL 16 NO. 65B-82	BOGOTA, D.C.	2819	6012907700	weston@weston.com.co
Centro	Industrial	900527370	DEJAMU SUBACHOQUE SAS	VDA CANICA BAJA PREDIO PALOMAR	SUBACHOQUE	1040	3124742249	administracion@dejamusubachoque.com
Centro	Industrial	890203194	LABORATORIOS CHALVER DE COLOMBIA SAS.	AV 68 37 B 31 SUR	BOGOTA, D.C.	2100	7245090	notificacioneschalver@chalver.com
Centro	Industrial	809009050	EMBOTELLADORA DE BEBIDAS DEL TOLIMA S.A.S.	CARRERA 13 NO 93-24	BOGOTA, D.C.	1104	6016231799	notificaciones.bebidas@grupodiana.co
Centro	Industrial	900297009	FRESENIUS MEDICAL CARE ANDINA S A S	KM 1 VIA SIBERIA - FUNZA ZONA FRANCA INTEXZONA LOTE 85	COTA	2100	2941400	impuestos.freseniuscol@freseniusmedicalcare.com
Centro	Industrial	890700058	UNION DE ARROCEROS S.A.S.	PARQ INDUSTRIAL TERRAPUERTO KM 1.5 ENTRADA PARQ LA FLORIDA BG 2	COTA	1051	3902972	uniondearroceros@arrozsupremo.com
Centro	Industrial	830074214	ALIANZAS Y/O INDUSTRIAS ALTA PUREZA SAS	CL 10 NO 89 A 36/50	BOGOTA, D.C.	2023	7436749	INFO@ALIANZASYOALTAPUREZA.COM.CO
Centro	Industrial	860524750	DULCES LA AMERICANA S.A.S	CLLE 12 NO 37-07	BOGOTA, D.C.	1082	2019444	contabilidad@dulceslaamericana.com.co
Centro	Industrial	900736050	SITARA SAS	CR 33 NO. 10 79	BOGOTA, D.C.	1011	3183590969	gerenciageneral@sitarasas.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	800229035	TECNOGLASS S.A.S.	CL 110 CRV 75A 564	BARRANQUILLA	2310	3734000	notificaciones@tecnoglass.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890106527	PROCAPS S.A.	CL 80 No 78 B - 201	BARRANQUILLA	2100	3719291	contacto@procaps.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890112475	C.I. ENERGIA SOLAR S.A.S. E.S. WINDOWS	Av. Circunvalar a 100 Mts de la Via 40	BARRANQUILLA	2511	3664600	notificaciones@energiasolarsa.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890105927	C.I. FARMACAPSULAS S.A.S.	CL 79 B No 78 C - 21	BARRANQUILLA	2100	3304100	emartinez@farmacapsulas.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	819004712	C. I. TEQUENDAMA S.A.S.	CR 1 C 22 58 P 11 ED BAHIA CENTRO	SANTA MARTA	1030	4237270	contabilidad@daabon.com.co

Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	900403670	INVERSISA S.A.S.	CALLE 110 N°3-79 PARQUE INDUSTRIAL EUROPARK BODEGA 19	BARRANQUILLA	1089	3855670	csiman@mrbono.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	800011987	TENARIS TUBOCARIBE LTDA	PARQUE INDUSTRIAL CARLOS VELEZ POMBO KM 1 VIA TURBACO	TURBACO	2592	6535400	silvia.diaz@tenaris.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890101676	FABRICA DE BOLSAS DE PAPEL UNIBOL S.A.S.	AUTOPISTA AEROPUERTO KM.7	SOLEDAD	1709	3366700	master@unibol.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	800079603	SERVICIOS DE ALIMENTACIÓN NP S.A.S.	CL 76 No 47 - 7 LO 1	BARRANQUILLA	1084	3602727	contabilidad@lavianda.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890115294	HOT AMERICA`S FAVORITE PIZZA S.A.S.	CR 53 No 70 - 97	BARRANQUILLA	1084	3586522	gerencia@hotrestaurante.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	860006333	YARA COLOMBIA S.A.	ZONA INDUSTRIAL MAMONAL KM 11	CARTAGENA	2012	6931200	notificacionjudicialyaracolombia@yara.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	800022558	BATERIAS WILLARD S.A.	PARQUE INDUSTRIAL MALAMBO PIMSA	MALAMBO	2720	3225085	jefe.contable@bateriaswillard.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	900258110	GESTION CARGO ZONA FRANCA S.A.S.	LOTE M 111 B 2 SECTOR COSPIQUE ZONA FRANCA LA CANDELARIA	CARTAGENA	1089	6043655647	correspondenciasnch.domesa@serviciosnutresa.com mcramirez@serviciosnutresa.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	900226838	NOUVELLE COLOMBIA E.U.	VIA MAMONAL KM. 11	CARTAGENA	2229	6687234	nouvelle-notificaciones@darnelgroup.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	802005820	DITAR S.A.S.	VIA 11 No 11 - 210 PARQUE INDUSTRIAL CLAVERIA	BARRANQUILLA	1811	3319001	impuestos@ditar.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	860020439	MONOMEROS S. A.	Vias 40 Las Flores	BARRANQUILLA	2012	6053618100	notificacionesmcv@monomeros.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	860001899	CORPACERO S.A.S	VIA 40 # 76-188	BARRANQUILLA	2410	3851515	eroa@corpacero.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	860522056	LAMITECH S.A.S.	VIA A MAMONAL KM 13	CARTAGENA	1701	6723400	eroncallo@lamitech.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	901240800	C.I ES METALS S.A.S	CR 72 A No 107 - 33	BARRANQUILLA	2511	3202878788	correspondencia@es-metals.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	900675626	CLASSIC JEANS SHOPS S.A.S.	CL 46 No 52 - 39 BG 1	BARRANQUILLA	1410	6053112210	notificaciones@classicjeans.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	900388839	HADA INTERNATIONAL S.A.S.	Z.FRANCA LA CAYENA KM8 LT 7 MZ B	BARRANQUILLA	2023	3314005	hada@hada.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890101897	COOLECHERA EN REORGANIZACION	CL 17 No 16 - 55	BARRANQUILLA	1040	3759555	gerencia@coolechera.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	802009663	LITOPLAS S.A.	Av.Crvalar Cra 15 Sur 51B-999	BARRANQUILLA	2221	3851955	ytaitte@litoplas.com

Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	800177119	ESPUMADOS DEL LITORAL S.A.	CL 110 No. 9G - 520 AV.CIRCUNVALAR KM 7	BARRANQUILLA	2013	3197430	contador@espumadosdellitoral.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890102110	OLEOFLORES S.A.S.	CR 58 No 64 - 82	BARRANQUILLA	1031	3319572	oleoflores@oleoflores.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	800059470	ESENTTIA S.A.	MAMONAL KILOMETRO 8	CARTAGENA	2013	6688700	notificaciones@esenttia.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	800052046	FRIGORIFICO DEL SINU FRIGOSINU S.A.	CALLE 29 NO 36A-54	MONTERIA	1011	7848888	info@frigosinu.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	860007277	MEXICHEM RESINAS COLOMBIA S.A.S.	ZN INDUSTRIAL DE MAMONAL KM 8	CARTAGENA	2013	6723150	clorovinilo.co@mexichem.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890400372	RAFAEL DEL CASTILLO & CIA. S.A.-	BRR BOSQUE AVD.PEDRO VELEZ # 20-65	CARTAGENA	1051	6475710	notificaciones@3castillos.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890931654	OCEANOS S.A.	CARRERA 1 504 ALBORNOZ VIA A MAMONAL	CARTAGENA	321	6945775	ariel.castellar@oceanos.com.co cristina.lopez@oceanos.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	800093391	NOVAMED S.A.S.	CL 79 B No 78 C - 21	BARRANQUILLA	2100	3304100	emartinez@farmacapsulas.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	900164755	ZONA FRANCA ARGOS S.A.S - USUARIO OPERADOR DE ZONA FRANCA	ZONA INDUSTRIAL DE MAMONAL KM 7	CARTAGENA	2394	6689200	correonotificaciones@argos.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	900570964	ULTRACEM S.A.S.	KM 2.5 VIA CORDIALIDAD	GALAPA	2394	6053177125	aserrano@ultracem.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890107394	ENSACAR S.A.S.	CR 45 No 9 - 93	BARRANQUILLA	3290	6053228000	info@ensacar.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	802004090	INDUSTRIA NACIONAL PAPELERA S.A.S. INAPEL	CL 30 No 01 - 295	SOLEDAD	1709	3800505	contabilidad@productos-eco.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890109707	BARRANQUILLA INDUSTRIAL DE CONFECCIONES S.A.	ZONA F/CA BODEGA # 6	BARRANQUILLA	1410	3851366	sharif@bicosa.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890100837	LABORATORIOS INCOBRA S.A.	CL 46 No 46 - 157	BARRANQUILLA	2100	3791010	contabilidad@incobra.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	802014606	PET DEL CARIBE S.A.	Via40 #70-14 PI Cantamar Bd.3-4-5	BARRANQUILLA	2229	3966230	direccioncontabilidad@petdelcaribe.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	901464782	CERÁMICAS Y MATERIALES CASTELLÓN S.A.S.	Zona Franca La Cayena Km 8 Via Barranquilla - Tubara Bodega 1	BARRANQUILLA	2393	3115163801	contabilidad@ceramicascastellon.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	830138568	DAIRY PARTNERS AMERICAS MANUFACTURING COLOMBIA LTDA	CR 9 6C 01	VALLEDUPAR	1040	5219000	impuestos.notificaciones@co.nestle.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	900504960	DESHUESE S.A.S.	CL 15 No 20 - 16	GALAPA	1011	6053059835	deshuese@hotmail.com

Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	900433542	ORGANIZACION PANADERIA NUEVA YORK S.A.S BIC	CL 110 No 06 Q - 522 BG 5	BARRANQUILLA	1081	6053851664	info@panaderianuevayork.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	824003724	REYES LOPEZ S.A.S.	CR 15 20B 08 BRR LA GRANJA	VALLEDUPAR	1011	5711153	supermercadomifuturo@hotmail.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	900432454	LACTEOS RIOGRANDE S.A.S.	CL 17 21 13	PLATO	1040	3182543215	contabilidad@lacteosriogrande.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	800034825	COMPAÑIA DE ALIMENTOS ANTILLANA S.A.S.	ALBORNOZ VIA MAMONAL # 1-274	CARTAGENA	311	6932427	informacion@grupobios.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	800069674	I.B.S. ZONA FRANCA S.A.	CL 2 CR 2C BLOQ. E PI. 1 Z. FCA	BARRANQUILLA	1410	3017447117	luised26@gmail.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	901546984	SEMPERTEX ZF S.A.S	LOTE 311 312 313 314 315 316 ZF INTERNACIONAL DEL ATLANTICO ZOFIA	GALAPA	2219	3669841	zfadministracion@sempertex.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	800025379	LADRILLERA LA CLAY S.A.S	C.CIAL RONDA REAL URB STA LUCIA DG 31 #54-215 L-125	CARTAGENA	2392	6930167	gadministrativo@laclay.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890104288	INDUSTRIAS ZABRA S.A.	CR 71 No.3-167 Via Cordialidad Km 2.5	GALAPA	3120	6053770400	info@zabracolchones.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	800148119	GRASAS Y DERIVADOS S.A. GRADESA S.A.	COSTADO SUR YE DE CIENAGA	CIENAGA	1032	4209660	impuestos@gradesa.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	892301629	SERVIPAN S.A.	Kilómetro 5 Cordialidad Vía Galapa Centro Industrial Los Volcanes Bodega 46	GALAPA	1081	3107275945	fporto@servipan.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	800219678	KANGUPOR SOCIEDAD POR ACCIONES SIMPLIFICADA	AVENIDA 4 MAMONAL 4 PLANTA KANGUPOR	CARTAGENA	2229	6056686538	contador@kangupor.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	901046830	OBEN COLOMBIA S.A.S.	ZF.ZOFIA KM 114 V/COR.MZ 20 LT 318	GALAPA	2221	6053091671	obencolombia@obengroup.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	802001105	MOLINOS DEL ATLANTICO S.A.S.	VIA 40 # 62-174	BARRANQUILLA	1051	6053443088	contador@molinosdelatlantico.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890100363	LABORATORIOS COFARMA S.A.	CR 43 No 54 - 14	BARRANQUILLA	2023	3716888	contabilidad@cofarma.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	890106814	GRANOS Y CEREALES DE COLOMBIA S.A.	CL 18 CARRETERA A SOLEDAD	SOLEDAD	1051	3133700	gycc@granosycereales.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	806015323	AZEMBLA S.A.S.	CARR A MAMONAL KM 5 SEC PUERTA DE HIERRO CR 56 4 224	CARTAGENA	2221	6475300	prodriguez@azembla.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Industrial	900012728	PALMACEITE S.A.	CR 1 C 22 58 ED BAHIA CENTRO OF 303	SANTA MARTA	1030	4316252	recepcion@palmaceite.com
Centro	Terciario	1070958752	SUAREZ ALARCON ANGELA PATRICIA	CRA 2 N 2 -126	FACATATIVA	5621	3006833404	angelap_suarez@hotmail.com
Centro	Terciario	79919153	NELSON DUVAN BASTO MORENO	Carrera 92 No 17 B 35 torre 4 apto302	BOGOTA, D.C.	6621	3168323084	gerencia.nbasesores@gmail.com

Centro	Terciario	20793305	EDELMIRA VELASQUEZ RODRIGUEZ	CR 7 NO. 7 90	ZIPAQUIRA	5613	3123569410	diana1987vel@yahoo.es
Centro	Terciario	52166905	LIZARAZO CASTRO ANA MARLEN	CL 21 1 846	MADRID	5611	3118844502	marlenliz676@gmail.com
Centro	Terciario	860002964	BANCO DE BOGOTA	CL 36 NO. 7-47 PISO 15	BOGOTA, D.C.	6412	6013320032	RJUDICIAL@BANCODEBOGOTA.COM.CO
Centro	Terciario	900682543	MEDICALL TALENTO HUMANO S A S	CALLE 4 G NO 66 A -08	BOGOTA, D.C.	8621	7425770	contabilidad@medicallth.com
Centro	Terciario	860034313	BANCO DAVIVIENDA S A	AV EL DORADO 68 C - 61 P 10	BOGOTA, D.C.	6412	3300000	NOTIFICACIONESJUDICIALES@DAVIVIENDA.COM
Centro	Terciario	800230447	SODEXO S.A.S	Avenida Carrera 19 95 20 OFICINA 2601 EDIFICIO TORRE SIGMA	BOGOTA, D.C.	5619	8770840	NotificacionesJudiciales.FMS.CO@sodexo.com
Centro	Terciario	39769577	PORRAS FONSECA JENY ROSARIO	MZ 3 INT 8 CA 26 TREBOL	MADRID	8512	8941531	snfranciscodeasis@hotmail.com
Centro	Terciario	890929877	NEWREST SERVICES COLOMBIA S.A.S	CARRERA 14 # 99-33 TORRE REM - PISO 6 Y 7	BOGOTA, D.C.	5612	5140088	ngcolombia@newrest.eu
Centro	Terciario	800149384	CLINICA COLSANITAS S A	AC 100 11 B 67	BOGOTA, D.C.	8610	6016252111	impuestososi@colsanitas.com
Centro	Terciario	800037800	BANCO AGRARIO DE COLOMBIA S.A	CR 8 NO. 15 43 P 12	BOGOTA, D.C.	6412	5945555	SECRETARIAGENERAL@BANCOAGRARIO.GOV.CO
Centro	Terciario	900156264	NUEVA EMPRESA PROMOTORA DE SALUD S.A. - EN INTERVENCIÓN BAJO LA MEDIDA DE TOMA DE POSESIÓN	CRA 85K No. 46A-66 PISO 2 Y 3	BOGOTA, D.C.	8430	4193000	tributaria@nuevaeps.com.co
Centro	Terciario	860007335	BANCO CAJA SOCIAL S.A.	AK 7 77 65	BOGOTA, D.C.	6412	3138000	NOTIFICACIONESJUDICIALES@FUNDACIONGRUPOSOCIAL.CO
Centro	Terciario	901041691	CENTROS MEDICOS COLSANITAS S.A.S	AC 100 11 B 67	BOGOTA, D.C.	8621	6016466060	impuestososi@colsanitas.com
Centro	Terciario	860003020	BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA COLOMBIA S A BBVA COLOMBIA	CARRERA 9 # 72 - 21	BOGOTA, D.C.	6412	6013471600	NOTIFICA.CO@BBVA.COM
Centro	Terciario	860034594		Carrera 7 # 24 - 89 Piso 10	BOGOTA, D.C.	6412	7456300	notificbancolpatria@scotiabankcolpatria.com
Centro	Terciario	900453465	DECAMERON HOTELS SAS	CALLE 26 No. 92 - 32 EDF. BTS 4 PISO 3	BOGOTA, D.C.	6810	2193030	notificaciones.decameronhotels@decameron.com
Centro	Terciario	800065396	INSTITUTO DE DIAGNOSTICO MEDICO S.A.	CL 76 NO. 13-46	BOGOTA, D.C.	8691	3124008425	CONTABILIDAD@IDIME.COM.CO
Centro	Terciario	860076919	CREPES Y WAFFLES S A	CR 20 NO. 164A-05	BOGOTA, D.C.	5611	6016767600	gerenciataxcw@crepesywaffles.com
Centro	Terciario	900062917	SERVICIOS POSTALES NACIONALES S.A.S.	DG 25G 95A 55	BOGOTA, D.C.	5310	4722005	NOTIFICACIONES.JUDICIALES@4-72.COM.CO
Centro	Terciario	800244387	ARCOS DORADOS COLOMBIA S.A.S.	AV 116 7 15 OF 1402	BOGOTA, D.C.	5611	6016538000	notificacionestributarias@co.mcd.com
Centro	Terciario	890903295	SUPPLA S.A.	AC 22 # 56 - 40 Y CR 60 # 22 - 50	BOGOTA, D.C.	5210	7420269	JURIDICA@DHL.COM
Centro	Terciario	860533413	IRCC S.A.S INDUSTRIA DE RESTAURANTES CASUALES S.A.S	CR 11 # 77A - 49 P 3 OF 302	BOGOTA, D.C.	5611	6684545	notifica@alimentosalconsumidor.com
Centro	Terciario	900439301	INVERSIONES INT COLOMBIA SOCIEDAD POR ACCIONES SIMPLIFICADA	CALLE 86A 13 42 PISO 4	BOGOTA, D.C.	5611	7940138	GERENCIA@KFC.CO
Centro	Terciario	860002503	COMPAÑIA DE SEGUROS BOLIVAR S.A. TAMBIEN PODRA GIRAR BAJO LA DENOMINACION SEGUROS BOLIVAR S A	AV EL DORADO NO 68 B 31	BOGOTA, D.C.	6512	3410077	notificaciones@segurosbolivar.com

Centro	Terciario	860035827	AV VILLAS S A	CRA 13 N 26 A 47 PISO 7	BOGOTA, D.C.	6412	2419600	notificacionescomerciales@bancoavvillas.com.co
Centro	Terciario	830003564	ENTIDAD PROMOTORA DE SALUD FAMISANAR S.A.S - EN INTERVENCIÓN BAJO LA MEDIDA DE TOMA DE POSESIÓN	CR 13 A NO 77 A - 63	BOGOTA, D.C.	8430	6500200	NOTIFICACIONES@FAMISANAR.COM.CO
Centro	Terciario	900215071	BANCO DE LAS MICROFINANZAS BANCAMIA S A	CR 9 NO. 66 - 25	BOGOTA, D.C.	6412	3139300	impuestos@bancamia.com.co
Centro	Terciario	900011545	MANEJO TECNICO DE INFORMACION SA	Carrera 34 17 43	BOGOTA, D.C.	5210	3907111	servicioalcliente.mti@thomasgreg.com
Sur Occidente	Industrial	800197463	POLLOS EL BUCANERO S.A.	CL 35 NORTE # 6 A BIS - 100	CALI	1011	3155947921	felipe_arias@cargill.com
Sur Occidente	Industrial	890304130	ALIMENTOS CARNICOS S.A.S.	KR 40 # 12 A - 13	YUMBO	1011	6024311000	alrios@serviciosnutresa.com
Sur Occidente	Industrial	890301884	COLOMBINA S.A.	CORR LA PAILA MCP ZARZAL	ZARZAL	1082	2339200	aochoa@colombina.com
Sur Occidente	Industrial	805003626	STF GROUP S.A.	KR 34 # 10 - 581 ACOPI	YUMBO	1410	4851515	notificacionesjudiciales@studiof.com.co
Sur Occidente	Industrial	891300237	INGENIO DEL CAUCA S.A.S.	KR 9 # 28 - 103	CALI	1071	4183000	incauca@incauca.com
Sur Occidente	Industrial	891300238	INGENIO PROVIDENCIA S A	CR 28 No. 28 66 OFIC 307	PALMIRA	1071	4183500	providenciaco@providenciaco.com
Sur Occidente	Industrial	890302594	MAYAGUEZ S.A.	CL 22 NORTE # 6 AN - 24 OFC 701	CALI	1071	6023691170	juridico@ingeniomayaguez.com
Sur Occidente	Industrial	891300241	MANUELITA S.A.	KM 7 VIA PALMIRA - EL CERRITO	PALMIRA	1071	6023976060	notificacionesazucaryenergia@manuelita.com
Sur Occidente	Industrial	890301463	LABORATORIO FRANCO COLOMBIANO LAFRANCOL S.A.S.	KR 1 # 46 - 84	CALI	2100	4877700	impuestos.epdcolombia@abbott.com
Sur Occidente	Industrial	890301886	FABRICA NACIONAL DE AUTOPARTES S.A. FANALCA S.A.	CL 13 # 31 A - 80 ACOPI	YUMBO	3091	4893131	fanalca@fanalca.com
Sur Occidente	Industrial	891304762	ITALCOL DE OCCIDENTE S.A.	KM 11 RECTA PALMIRA-CALI	PALMIRA	1090	2750505	esteliaruiz@italcol.com
Sur Occidente	Industrial	890300546	COLGATE PALMOLIVE COMPANIA	KR 1 # 40 - 108	CALI	2023	4186000	colca_notificaciones@colpal.com
Sur Occidente	Industrial	891501133	INGENIO LA CABAÑA S.A.	GUACHENE VIA PUERTO TEJADA	GUACHENÉ	1071	6023930300	notificaciones@ingeniolacabana.com
Sur Occidente	Industrial	891300513	INGENIO PICHICHI S.A.	CL 36 NORTE # 6 A - 65 PI 13 OF 1303 1304 WORLD TRADE CENTER CALI PACIFIC MALL	CALI	1071	2547201	lvlopez@ingeniopichichi.com
Sur Occidente	Industrial	891300382	HARINERA DEL VALLE S.A.	CRA 33A NRO. 16 - 04	PALMIRA	1051	6024187000	juridico@hv.com.co
Sur Occidente	Industrial	890300292	LABORATORIOS BAXTER S.A.	CL 36 # 2 C - 22	CALI	2100	4447000	lac_shs_notificaciones_judiciales@baxter.com
Sur Occidente	Industrial	890300406	CARTON DE COLOMBIA S.A.	CL 15 # 18 - 109 ZN INDUSTRIAL PUERTO ISAACS	YUMBO	1701	4414000	notificaciones@smurfitkappa.com.co
Sur Occidente	Industrial	891900129	CARLOS SARMIENTO L. & CIA. INGENIO SANCARLOS S.A.	VIA RIO FRIO KM 7 PALOMESTIZO	TULUA	1071	6023692300	juridico@ingeniosancarlos.com.co
Sur Occidente	Industrial	890319047	CARVAJAL EMPAQUES S.A.	CL 29 NORTE # 6 A - 40	CALI	2229	6612161	Impuesto.Carvajal@carvajal.com
Sur Occidente	Industrial	817003055	TECNOFAR TQ S.A.S.	KM 24 VIA CALI STDER Q EN LA Y VILLA RICA LOTE 8B ZF PARQUE SUR	VILLA RICA	2100	8486737	serviciosalconsumidor@tqgrupo.com

Sur Occidente	Industrial	890301960	CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A.	KR 21 # 10 - 300	YUMBO	1701	6512000	propaljuridica@propal.com.co
Sur Occidente	Industrial	817000705	COLOMBINA DEL CAUCA S.A.	PARQUE INDUSTRIAL EL PARAISO KM 2 VIA SAN JULIAN	SANTANDER DE QUILICHAO	1081	8443173	aochoa@colombina.com
Sur Occidente	Industrial	890300794	PLASTICOS RIMAX SAS	KR 25 # 13 - 440	YUMBO	2229	3165418697	finanzas@rimax.com.co
Sur Occidente	Industrial	800130149	SUPERTEX S.A.	KR 35 # 10 - 707 ACOPI	YUMBO	1410	6851974	mcortes@supertexinc.com
Sur Occidente	Industrial	800096040	COMESTIBLES ALDOR S.A.S.	CL 15 29 69	YUMBO	1082	4878780	impuestos@aldoronline.com
Sur Occidente	Industrial	890101815	KENVUE COLOMBIA S.A.	CL 15 # 31 - 146 ACOPI	YUMBO	2023	6023981701	notificacionesjudiciales@kenvue.com
Sur Occidente	Industrial	805018495	CERDOS DEL VALLE S.A	KR 29 B # 11 - 90 ACOPI	YUMBO	1011	6024881818	contabilidad@cervalle.com
Sur Occidente	Industrial	890333023	SIDERURGICA DEL OCCIDENTE S.A.S. SIDOC S.A.S.	KR 37 # 12 A - 63	YUMBO	2410	6026644717	gerenciageneral@sidocsas.com
Sur Occidente	Industrial	900388600	CLARIOS ANDINA S.A.S.	KR 35 # 10 - 300 ACOPI	YUMBO	2720	6026938500	PS-notificacionesjudiciales@clarios.com
Nor Occidente	Industrial	860015753	COLOMBIANA KIMBERLY COLPAPEL S.A.S	CALLE 20 21 602	BARBOSA	1709	4547600	notificaciones.judicialesckc@kcc.com
Nor Occidente	Industrial	890904478	COOPERATIVA COLANTA COOPERATIVA	CALLE 74 64 A 51	MEDELLIN	1040	4455555	colanta@colanta.com.co
Nor Occidente	Industrial	860001697	GASEOSAS LUX S.A.S.	CALLE 52 47 - 42 PISO 32	MEDELLIN	1104	5765100	notificacionesjudiciales@postobon.com.co
Nor Occidente	Industrial	890903939	POSTOBON S.A.	CALLE 52 47 42 PISO 25	MEDELLIN	1104	5765100	gaseosaspostobon@postobon.com.co notificacionesjudiciales@postobon.com.co
Nor Occidente	Industrial	890901672	CRYSTAL S.A.S.	CR 48 NO 52 SUR 81	SABANETA	1410	6049600	impuestos@crystal.com.co
Nor Occidente	Industrial	800191700	CUEROS VELEZ S.A.S	CALLE 29 NRO 52 115	MEDELLIN	1521	3555100	cvelezm@cuerosvelez.com
Nor Occidente	Industrial	890900281	INDUSTRIAS HACEB S.A.	CALLE 59 # 55 80	COPACABANA	2750	4005100	notificaciones@haceb.com
Nor Occidente	Industrial	891401858	OPERADORA AVICOLA COLOMBIA S.A.S.	CR 48 NO 27A SUR 89	ENVIGADO	1011	6044035030	opav@opav.co
Nor Occidente	Industrial	800069933	COMODIN S.A.S.	CALLE 14 52 A 372	MEDELLIN	1410	6048891	impuestos@gco.com.co
Nor Occidente	Industrial	811014994	COMPAÑÍA DE GALLETAS NOEL S.A.S.	CARRERA 52 2 38	MEDELLIN	1089	6043659999	correspondenciasnch.domesa@serviciosnutresa.com mlposada@serviciosnutresa.com
Nor Occidente	Industrial	811036030	COMPAÑÍA NACIONAL DE CHOCOLATES S. A. S.	CARRERA 43 A 1 A SUR 143	MEDELLIN	1082	2661500	afhoyos@serviciosnutresa.com correspondenciasnch.domesa@serviciosnutresa.com
Nor Occidente	Industrial	811017000	INTERNACIONAL DE DISTRIBUCIONES	CR 48 N O 98 A S U R 367 K M 4 V T E C A L D A S	LA ESTRELLA	1410	3206900206	notificaciones@lineadirecta.com.co
Nor Occidente	Industrial	890900307	GROUPE SEB ANDEAN S.A	KM 40 AUTOPISTA MEDELLIN-BOGOTA VEREDA GALICIA	RIONEGRO	2750	5698888	asuntoslegales@groupeseb.com
Nor Occidente	Industrial	890916911	INDUSTRIA COLOMBIANA DE MOTOCICLETAS YAMAHA S A	COSTADO ORIENTAL KM 20 AUTOPISTA NORTE	GIRARDOTA	3091	3099010	info@incolmotos-yamaha.com.co
Nor Occidente	Industrial	811018771	MARKETING PERSONAL S.A.	CALLE 10 SUR 51 C 77 PISO 2	MEDELLIN	1410	6046050202	juridico@grupofi.com.co
Nor Occidente	Industrial	860025792	RENAULT SOCIEDAD DE FABRICACION DE AUTOMOTORES S.A.S.	CR 49 NO 39 SUR 100	ENVIGADO	2910	2760022	notificaciones.sofasa@renault.com

Nor Occidente	Industrial	900687096	SÚPER POLLOS DEL GALPÓN S.A.S.	CR 42 NO 33 80	ITAGUI	1011	4448411	sollaantioquia@solla.com
Nor Occidente	Industrial	830513441	MATTELSA S.A.S.	CALLE 35 46 63	MEDELLIN	1410	3245726517	notificaciones@mattelsa.net
Nor Occidente	Industrial	800080027	EXPOFARO S.A.S.	CL 73A 44 77	ITAGUI	1410	3122506015	zuleyma.puerta@farogroup.com.co
CQR	Industrial	1053861838	MORENO MARIN YON JAIRO	CR 7 2-10 MANZANA 1 LOTE 22	MARMATO	1620	3103572498	yonjamoma123@hotmail.com
CQR	Industrial	9732478	TRUJILLO RESTREPO JUAN PABLO	VDA LA BELLA FCA SORRENTO	CALARCA	1062	3103805700	cafesorrento@yahoo.com
CQR	Industrial	901940031	CAJACART S.A.S.	CL 18 6 66	PEREIRA	1702	3022189537	gerencia.cajacart@gmail.com
CQR	Industrial	1053820341	FRANCO MUÑOZ VANESSA	CR 23 46 95 P 2	MANIZALES	1410	8958451	procontmanizales@hotmail.com
CQR	Industrial	800122420	CO & TEX S.A.S.	CL 11 NRO. 17 - 27	DOS QUEBRADAS	1410	3301036	facturas.proveedores@coytex.com.co
CQR	Industrial	801004045	DON POLLO S.A.S.	CLL 21 NRO. 16 40 LC.1 TORRE COLSEGUROS	ARMENIA	1011	7441111	rev.fiscal@grupodonpollo.com.co
CQR	Industrial	816006799	C.I. BUSSCAR DE COLOMBIA S.A.S.	KILOMETRO 14 VIA CERRITOS	PEREIRA	2920	3496060	contabilidad@busscar.com.co
CQR	Industrial	891410137	SUZUKI MOTOR DE COLOMBIA S.A.	KILOMETRO 15 VIA PEREIRA CARTAGO	PEREIRA	3091	3139691	contabilidad@suzuki.com.co
CQR	Industrial	891408135	NICOLE S.A.S.	CALLE 8 # 10-225	DOS QUEBRADAS	1313	3152235	impuestos@crystal.com.co
CQR	Industrial	891400378	PAPELES NACIONALES S.A.S.	PARAJE LA MARINA VIA PEREIRA CARTAGO PUERTO CALDAS	PEREIRA	1709	6022095000	armando.hung@papelesnacionales.com
CQR	Industrial	891401711	INDUSTRIAS ELECTROMECANICAS MAGNETRON S.A.S.	KILOMETRO 9 VIA PEREIRA CARTAGO	PEREIRA	2711	3157100	notificacionentidades@magnetron.com.co
CQR	Industrial	890801748	MABE COLOMBIA S.A.S.	CRA 21 74-100	MANIZALES	2750	8968300	contacto@mabe.com.co
CQR	Industrial	900742771	BERHLAN DE COLOMBIA S.A.S	KILOMETRO 12 VIA AL VALLE	LA TEBAIDA	2023	3153524655	gestiontributaria@berhlan.com
Nor Oriente	Industrial	901951232	INDUSTRIAS ANGARITA SUESCUN S.A.S	CLL 9 NRO 14-16	CUCUTA	1522	3155141461	sebastianangarita627@gmail.com
Nor Oriente	Industrial	900319372	RED CÁRNICA S.A.S	KILOMETRO 8 VIA BUCARAMANGA-RIONEGRO	BUCARAMANGA	1011	3134741488	info-col@minervafoods.com
Nor Oriente	Industrial	890200656	PALMAS DEL CESAR S.A	CALLE 42 # 33 - 42 TORRE VITRO PISO 15 OFICINA 1505	BUCARAMANGA	1031	6077000060	miguel.castellanos@palcesar.com
Nor Oriente	Industrial	800114766	FRESKALECHE S.A.S.	KILOMETRO 3 VIA CHIMITA PARQUE INDUSTRIAL 1	BUCARAMANGA	1040	6076761761	notificaciones@freskaleche.com.co
Nor Oriente	Industrial	900751931	SUPERLOGISTICA BGA S.A.S	CARRERA 31 # 51 - 74 OFICINA 504	BUCARAMANGA	1089	6076960407	superlogistica.bga@gmail.com
Nor Oriente	Industrial	860009787	PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A.S.	CALLE 20 # 29 - 71 BARRIO SAN ALONSO	BUCARAMANGA	1031	6076832101	gerencia@bucarelia.com.co
Nor Oriente	Industrial	890205091	PRECOCIDOS DEL ORIENTE SAS	CR 35A NO. 48-112	BUCARAMANGA	1051	6076852807	contador@precocidosdeloriente.com
Nor Oriente	Industrial	890211902	PALMERAS DE PUERTO WILCHES S.A.	ANILLO VIAL KILOMETRO 2 CONJUNTO NATURA TORRE 2 PISO 3 OFICINA 329	FLORIDABLANCA	1031	6076855006	contabilidad@ppw.com.co
Nor Oriente	Industrial	800008307	AVINSA SAS	KILOMETRO 2 AUTOPISTA FLORIDABLANCA	FLORIDABLANCA	1011	6076187845	contabilidad@avinsa.com.co
Nor Oriente	Industrial	890200752	SALSAMENTARIA SANTANDER S.A.	CL. 48 NO. 17-17	BUCARAMANGA	1011	6076301616	legal@salsan.com.co
Nor Oriente	Industrial	890503520	PASTEURIZADORA LA MEJOR S.A.	CL 7N 4-33 ZN INDUSTRIAL	CUCUTA	1040	5782500	gerente@lamejor.com.co
Nor Oriente	Industrial	800089439	ESPUMAS SANTANDER S.A.S.	KM 2 VIA AL MAR 1-95	BUCARAMANGA	2221	6076402028	contabilidad@espumassantander.com
Nor Oriente	Industrial	890500571	COOPERATIVA AGROPECUARIA	KMT 8 VIA AL ZULIA	CUCUTA	1051	5784747	financiero@coagronorte.com.co

Costa Atlántica/Costa Interior	Terciario	901936862	FULL MENÚ SAS	CL 123 9 31	MONTERIA	5612	3106410576	fullmenu.monteria@gmail.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Terciario	890100577	AVIANCA S.A.	CL 77B No 57-103 PISO 21 ED GREEN TOWERS	BARRANQUILLA	5111	3534691	notificaciones@avianca.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Terciario	891701664	SOCIEDAD MEDICA DE SANTA MARTA S.A.S.	CR 5 25 46 ESQ	SANTA MARTA	8610	4329200	gerencia@clinicaprado.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Terciario	900248882	CLINICA PORTOAZUL S.A. SIGLA CPA	CR 30 Corredor Universitario No.1-850	PUERTO COLOMBIA	8610	3672600	recepcionfepa@clinicaportoazul.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Terciario	3552323	RUA GARZON NICOLAS GREGORIO	CRT V I A A URIBIA KM 1 4AP E G 9201 U R I B I A L A G U A J I R A	URIBIA	5619	3136999000	nicolasrua30@gmail.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Terciario	812007194	ONCOMEDICA S.A.S	CR 6 72 - 34	MONTERIA	8610	7862333	juridica.co@auna.org
Costa Atlántica/Costa Interior	Terciario	806008394	MUTUAL SER EPS	CARRETERA TRONCAL NO 71B-105	CARTAGENA	8430	6517393	lestrada@mutualser.org mutualser@mutualser.org
Costa Atlántica/Costa Interior	Terciario	900422757	FUNDACION SERSOCIAL	AVE. SANTANDER KRA. 1 NO. 41-56 BARRIO EL CABRERO	CARTAGENA	8699	6931547	fundacion@sersocial.org
Centro	GNCV	1057605000	REYES LEGUIZAMON JUAN ALEJANDRO	CR 9 BIS 23 31	SOGAMOSO	4921	3025490259	juan.reyes.1215@hotmail.com
Centro	GNCV	900365740	CONSORCIO EXPRESS S A S	CARRERA 69 # 25B - 44 OFICINA 1001 AB	BOGOTA, D.C.	4921	7424711	gerencia@consorcioexpress.co
Centro	GNCV	860512330	SERVIENTREGA S.A.	AV 6 NO. 34A-11	BOGOTA, D.C.	4923	7700380	impuestos.nacionales@servientrega.com
Centro	GNCV	900496469	COLOMBIANA DE SERVICIOS LOGISTICOS S.A.S	Avenida Carrera 86 11 22 PISO 2	BOGOTA, D.C.	4923	6019156193	contador@colserlog.com
Centro	GNCV	860350940	OPERACIONES NACIONALES DE MERCADEO LTDA	CRA 69 21 63	BOGOTA, D.C.	4923	7470000	novedades.col@solistica.com
Centro	GNCV	900365651	EMPRESA DE TRANSPORTE INTEGRADO DE BOGOTA SAS	AV EL DORADO NO 68C 61 OF 529	BOGOTA, D.C.	4921	5082121	notificacionetib@etib.com.co
Centro	GNCV	900394791	MASIVO CAPITAL S A S	CALLE 24 A NO. 59 - 42 TORRE 3 OFICINA 504	BOGOTA, D.C.	4921	6012205060	RADICACIONCORRESPONDENCIA@MASIVOCAPITAL.CO
Costa Atlántica/Costa Interior	Termo_electrico	901554377	SOLAR STAR ENERGY S.A.S BIC	CALLE 29 25 -59 BR MANGA	CARTAGENA	3511	3105914031	adin.asistencia@gmail.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Termo_electrico	900082143	GECELCA S.A. E.S.P.	CR 55 No 72 - 109 PI 9	BARRANQUILLA	3511	3303000	info@gecelca.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Termo_electrico	900308744	GECELCA 3 S.A.S. ESP	KM 24 VIA ALTERNA PUERTO LIBERTADOR(PICA PICA) MONTELIBANO	PUERTO LIBERTADOR	3511	3303010	ewehdeking@gecelca.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Termo_electrico	827000108	SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGIA DE SAN ANDRES	AV PROVIDENCIA N.4-135	SAN ANDRES	3511	5131011	info@sopesa.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Termo_electrico	800245746	TEBSA S.A.(E.S.P.)	CL 18 No 39 - 250	BARRANQUILLA	3511	3759800	tebsa@tebsa.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	Termo_electrico	806005008	TERMOCANDELARIA S.A.S. E.S.P.	MAMONAL SECTOR ARROZ BARATO	CARTAGENA	3511	6688900	termocandelaria@termocandelaria.com

Costa Atlántica/Costa Interior	Termo_electrico	830113630	ENFRAGEN TERMOFLORES S.A.S. E.S.P.	VIA 40 # 85 - 555	BARRANQUILLA	3511	3678400	notificaciones.judiciales@enfragen.com
Sur Occidente	Terciario	1085951402	CORAL AYALA MABEL GABRIELA	CR 11 NO. 4 - 45 BARRIO RICAURTE	EL TAMBO	5630	3187034743	gabrielacoral17@gmail.com
Sur Occidente	Terciario	13072211	CASTILLO RIASCOS GERARDO ANDRES	CL 18 NO. 40 - 97	PASTO	5611	3107000532	castilloriascosgerardoandres@gmail.com
Sur Occidente	Terciario	890300279	BANCO DE OCCIDENTE	KR 4 # 7 - 61	CALI	6412	4850707	compras2@bancodeoccidente.com.co
Sur Occidente	Terciario	890300513	CLINICA DE OCCIDENTE S A	CL 18 NORTE # 5 - 34	CALI	8610	6603000	leydy.diaz@clinicadeoccidente.com
Sur Occidente	Terciario	900157088	EFICOL S A S	CL 25 28 60	PALMIRA	5224	2855845	contabilidad@eficol.com
Sur Occidente	Terciario	901702583	BANCO CONTACTAR SA	CR 6 22 90	PASTO	6412	3128114283	juridicanotificaciones@bancocontactar.com
Sur Occidente	Terciario	805023423	SOCIEDAD N.S.D.R. S.A.S.	CL 10 33 51	CALI	8610	6609494	contrataciones@clinicanuestra.com
Tolima Huila	Industrial	12116426	ARTUNDUAGA ARTUNDUAGA BENITO	CRA. 4 NO. 11-45	LA PLATA	2511	3144766894	benitoartunduaga@hotmail.com
Tolima Huila	Industrial	809007132	ROOTT + CO S.A.S.	ZN INDUSTRIAL EL PAPAYO ANT INSTALACIONES CRUZ ROJA	IBAGUE	1410	2770166	contabilidad@kids.roottco.com
Tolima Huila	Industrial	901666353	INVERSIONES ALMA OMA ZOMAC S.A.S.	CR 7 4 A 73 75	SAN VICENTE DEL CAGUAN	1011	3228768048	notificacionesalmaoma@gmail.com
Tolima Huila	Industrial	901260012	HORNEADOS LA 5TA ESTRELLA SAS	CR 5 N 23 30	IBAGUE	1081	2635565	horneadosla5taestrella@gmail.com
Tolima Huila	Industrial	800018488	AGROQUIMICOS ARROCEROS DE COLOMBIA S.A. AGROZ S.A.	KM 1 VIA ESPINAL -IBAGUE	ESPINAL	2021	3102610164	info@agroz.com.co
Tolima Huila	Industrial	813001355	LADRILLERA ANDINA S.A.	CR 1H 2 05	NEIVA	2392	8721818	landinasa@gmail.com
Tolima Huila	Industrial	79000674	PRIMO JORGE ENRIQUE	CL 7 NO. 8 - 01	MARIQUITA	1081	2523611	jorgeprimo29@yahoo.com
Nor Occidente	Terciario	890903938	BANCOLOMBIA S.A.	CARRERA 48 26 85 AV. INDUSTRIALES	MEDELLIN	6412	4040000	notificacijudicial@bancolombia.com.co
Nor Occidente	Terciario	811007832	SERVICIOS DE SALUD IPS SURAMERICANA S.A.S.	CARRERA 63 49 A 31 P1 ED CAMACOL	MEDELLIN	8699	2602100	notificacionesjudiciales@suramericana.com.co
Nor Occidente	Terciario	890903790	SEGUROS DE VIDA SURAMERICANA S.A.	CARRERA 63 # 49 A - 31 PISO 1 ED. CAMACOL	MEDELLIN	6512	2602100	notificacionesjudiciales@suramericana.com.co
Nor Occidente	Terciario	800225057	AYUDAS DIAGNOSTICAS SURA S.A.S.	CARRERA 63 49 A 31 PISO 1 ED CAMACOL	MEDELLIN	8699	2602100	notificacionesjudiciales@suramericana.com.co
Nor Occidente	Terciario	800180330	COMPAÑIA DE ALIMENTOS COLOMBIANOS CALCO S.A.	CARRERA 43 A 25 A 85	MEDELLIN	5611	6043496810	servicios.administrativosmde@crepesywaffles.com
Nor Occidente	Terciario	900201094	NUESTRA COCINA ARTESANAL S.A.S.	CR 25 A 1 A SUR 45 LOC. 1185	MEDELLIN	5611	6044446783	info@nca.com.co
CQR	Terciario	1094927800	PULECIO GOMEZ JHOAN SEBASTIAN	CR 6 8 N 40 LC 5 SERRANIAS DEL PARQUE	ARMENIA	5611	3147429154	jhoan_pulecio@hotmail.com
CQR	Terciario	30391659	GUTIERREZ TORO ELVIA YANED	SANTAGUEDA VRD LOS ALPES	PALESTINA	5514	3008926088	janesita773@gmail.com
CQR	Terciario	901820410	TRAVESTI AGRESTE	CR 29 70 34 CONJ LA ITALIA TO VERONA AP 41	MANIZALES	8551	3128249164	macarena@travestiagreste.com
CQR	Terciario	1094884915	GARZON MEJIA MONICA ANDREA	CL 18 19 43	ARMENIA	5611	3108991868	andreamejia0529@hotmail.com
CQR	Terciario	1094967346	GIRALDO AGUDELO DAYHANA	BARRIO MODELO MZ K 12	ARMENIA	5320	3053072137	dahi.100615@gmail.com
Centro	Compresores	901125069	ASCENSORES SERTELV SAS	CR 84 75 30	BOGOTA, D.C.	3312	3165252256	ascensoressertelvsas@gmail.com
Centro	Compresores	830060331	KOMATSU COLOMBIA S.A.S.	AUTOPISTA NORTE KM 21 VIA CHIA COSTADO ORIENTAL	CHIA	3312	6013297750	KCOCOMB_PRINCIPAL@GLOBAL.KOMATSU

Centro	Compresores	860003981	COLMAQUINAS S A	Carrera 7 74 B 56 OFICINA 505	BOGOTA, D.C.	3312	3176459918	contabilidad1@colmaquinas.com
Centro	Compresores	800139348	KRONES ANDINA S.A.S.	AV CL 80 NO. 69-70 LC 30	BOGOTA, D.C.	3312	6019196618	GERMAN.GONZALEZ@KRONES.COM.CO
Centro	Compresores	900789248	GRUPO ESS SAS	CALLE 31 BIS SUR NO. 68I 66	BOGOTA, D.C.	3312	4824666	contador@grupoess.com
Magdalena Medio	Industrial	901856941	BANDA WEAR S.A.S.	VRD EL QUEMADERO FCA LA BONITA	BARRANCABERMEJA	1410	3045782982	jhancasuarez@gmail.com
Magdalena Medio	Industrial	5030398	BADILLO ESTRADA JUAN MANUEL	DG 52 LOTE 127	BARRANCABERMEJA	2511	3203162632	carolinabadillo201@gmail.com
Magdalena Medio	Industrial	811015370	PROMINERALES S.A.S	KM 1.5 VIA AEROPUERTO	PUERTO BERRIO	2399	8335020	info@prominerales.com
Magdalena Medio	Industrial	890803008	MADERAS DE ORIENTE S.A.	CL 4 6 37 PISO 2	PENSILVANIA	1610	3113089350	recibofacturas@maderasdeoriente.co
Magdalena Medio	Industrial	901713399	GRUPO EMPRESARIAL MORADITO S.A.S.	CL 76 B 24 10	BARRANCABERMEJA	1521	3134279780	grupoempresarialmoradito@gmail.com
Nor Oriente	Terciario	1116804885	LOPEZ ZOCADAGUI DAIRO CAMILO	CL 22 19 34	ARAUCA	6820	3138153190	inlosa71@gmail.com
Nor Oriente	Terciario	1094048658	TORRES RICO NIKOLL PAOLA	CALLE 22 NRO. 19 - 53 LOCAL 111	CUCUTA	5630	3206328340	nikolltorres35@gmail.com
Nor Oriente	Terciario	1032409750	COMBITA VILLAMIL LEIDY YORLEN	Calle SEGUNDA SALIDA TUNUNGUA	ALBANIA	5611	3233212116	leyoco_2604@hotmail.com
Nor Oriente	Terciario	900938587	FUNDACIÓN PARA LA FORMACIÓN DE PREPARADORE	CARRERA 5 # 3 - 51 BARRIO ALTOS DE GALLINERAL	SAN GIL	8552	3162238528	edwinraulguerrasantos6@gmail.com
Tolima Huila	Terciario	93380192	TOLOZA BALLEN NACIANCENO MARTIN	MZ F CA 2	IBAGUE	8559	3112960204	roboticapase@gmail.com
Tolima Huila	Terciario	813001952	CLINICA MEDILASER S.A.S.	CARRERA 7 NO. 11-65	NEIVA	8610	8724100	notificacionjudicial@medilaser.com.co
Tolima Huila	Terciario	891100673	UTRAHUILCA	CARRERA 6 NO. 5-37	NEIVA	6492	8728181	utrahuilca@utrahuilca.com
Tolima Huila	Terciario	809002913	PROMOVER SAS	CR 9 NO. 57-15 OF 1006 -1007 WORLD TRADE CENTER IBAGUE	IBAGUE	8699	6082739402	contabilidad@promoversas.com.co
Centro	Petroleo	899999068	ECOPETROL S A	CRA . 13 N.36 - 24 PISO 12	BOGOTA, D.C.	0610	2345000	participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co
Centro	Petroleo	891102723	MECANICOS ASOCIADOS S.A.S.	CARRERA 7 NO. 156 - 10 PISO 25	BOGOTA, D.C.	0910	5169696	info.comercial@magnexgroup.com
Centro	Petroleo	830090773	MASSY ENERGY COLOMBIA S.A.S	CRA 45 A NO. 93 - 64	BOGOTA, D.C.	0910	3158458684	carlos.montano@massygroup.com
Nor Occidente	GNCV	890904713	COORDINADORA MERCANTIL S A	CALLE 5 A 39 194	MEDELLIN	4923	3197000	impuestos@coordinadora.com
Nor Occidente	GNCV	890923668	EMPRESA DE TRANSPORTE MASIVO DEL VALLE DE ABURRA LTDA	CALLE 44 46 001	BELLO	4911	4548888	metro@metrodemedellin.gov.co
Nor Occidente	GNCV	890909001	EMPRESA DE DISTRIBUCIONES INDUSTRIALES S.A.S.	CALLE 52 47 42 EDIFICIO COLTEJER PISO 28	MEDELLIN	4923	5765352	notificacionesjudiciales@postobon.com.co
Centro	Termo_electrico	830025205	AES COLOMBIA & CIA S C A E S P	AV CL 100 19 54 OF 901	BOGOTA, D.C.	3511	6014079555	aescolombia@AES.com
Centro	Termo_electrico	900466858	SURENERGY S A S E S P	CALLE 18 A No. 69 F-36	BOGOTA, D.C.	3511	4123800	dsepulveda@surenergy.com.co
Magdalena Medio	Terciario	901505036	FUNDACION EXTRA DE AMOR	CR 4 5-110	PTO NARE(LAMAGDALENA)	8810	3122974702	funexa2020@gmail.com
Magdalena Medio	Terciario	901532463	HOSPITAL DE ALTA COMPLEJIDAD DEL MAGDALENA CENTRO S.A.S	CR 15 ENTRE CL 18 Y 19 VTE	LA DORADA	8610	3007835072	contador@hacmc.com.co
Sur Occidente	Termo_electrico	800253702	TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	KM 3 VIA CENCAR AEROPUERTO	PALMIRA	3511	6028990101	correspondenciatc@contourglobal.com
Sur Occidente	Termo_electrico	891500061	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P	CR 9 NRO. 5-41 OF 103	POPAYAN	3511	6028334044	gerencia@emeesaesp.com

CQR	GNCV	891400148	FLOTA OCCIDENTAL S.A.	TERMINAL DE TRANSPORTES NIVEL II OFI 205B	PEREIRA	4921	3211651	contador@flotaoccidental.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Compresores	900806600	RELIANZ MINING SOLUTIONS S.A.S.	CL 30 No 19 - 4	SOLEDAD	3312	6053361200	javier.bravo@relianz.com.co
Costa Atlántica/Costa Interior	GNCV	901131630	TRANSPORTE SEGURO Y ESPECIALIZADO S.A.S.	CL 133 CR 1-80 TORRE 3 OF 1301 RODADERO	SANTA MARTA	4921	4672507	admon.tse18@gmail.com
Costa Atlántica/Costa Interior	Petroleo	830116134	PETROWORKS S.A.S	CR 54 No 68 - 196 LO 106	BARRANQUILLA	0910	3689819	mmahecha@petroworks.com.co
Magdalena Medio	GNCV	900683726	MONTAJES TRANSPORTES E INGENIERIA MTI S.A.S	VDA CAMPO 14 CORR EL CENTRO	BARRANCABERMEJA	4923	3017517736	mtingenieria.sas@gmail.com
Magdalena Medio	Petroleo	900638327	WORKING SERVICES S.A.S	CR 3 A 21 58	PUERTO BOYACA	0910	3002900115	working.services.sas@gmail.com
Nor Occidente	Petroleo	901743818	ADM SUMINISTROS Y CONSULTORÍA S.A.S.	CALLE 66 64 29	BELLO	0910	3014178235	admsuministrosyconsultoriasas@gmail.com
Nor Occidente	Termo_electrico	900570286	ERCO ENERGÍA S.A.S.	CR 49 NO 61 SUR 540 BG 106	SABANETA	3511	6046391	notificacionesjudiciales@ercoenergia.com.co
Nor Oriente	GNCV	890200928	COOPERATIVA SANTANDEREANA DE TRANSPORTADORES LIMITADA	CL. 55 NO. 17B-17	BUCARAMANGA	4921	3144837541	contabilidad@copetran.com
Sur Occidente	Compresores	900674170	INDUSTRIALES SOLIS SAS	KR 7 G BIS # 70 - 52 ET 2 LOPEZ	CALI	3312	3154730201	industrialesolis@hotmail.com
Sur Occidente	GNCV	890301067	TRANSPORTADORA LA PRENSA DEL VALLE S.A.S	KR 32 # 10 - 151	YUMBO	4923	4853888	secretaria@transprensa.com
Tolima Huila	Compresores	900562190	INGENCOL S.A.S.	PASEO COMERCIAL ARKACENTRO MD T LC B18	IBAGUE	3312	3178935997	gerencia.ingencol@gmail.com

3.4.2 Agentes Residenciales

Los agentes residenciales según la distribución por región y estrato socioeconómico.

Tabla 3. Especificación de agentes Residenciales

Región	Municipio	Estrato	N° encuestas
Centro	11001-BOGOTA, D.C.	Estrato 1	3
	11001-BOGOTA, D.C.	Estrato 2	12
	11001-BOGOTA, D.C.	Estrato 3	10
	11001-BOGOTA, D.C.	Estrato 4	5
	11001-BOGOTA, D.C.	Estrato 5 y 6	4
	25754-SOACHA	Estrato 1	1
	25754-SOACHA	Estrato 2	2
	25754-SOACHA	Estrato 3	1
	50001-VILLAVICENCIO	Estrato 1	1
	50001-VILLAVICENCIO	Estrato 2	4
	50001-VILLAVICENCIO	Estrato 3	5
CostaAtlántica-Interior	08001-BARRANQUILLA	Estrato 1	2
	08001-BARRANQUILLA	Estrato 2	1
	08001-BARRANQUILLA	Estrato 3	1
	08001-BARRANQUILLA	Estrato 4	2
	08001-BARRANQUILLA	Estrato 5 y 6	2
	08758-SOLEDAD	Estrato 1	1
	08758-SOLEDAD	Estrato 2	1
	20001-VALLEDUPAR	Estrato 1	2
	20001-VALLEDUPAR	Estrato 2	2
	20001-VALLEDUPAR	Estrato 3	2
CQR	17001-MANIZALES	Estrato 3	1
	66001-PEREIRA	Estrato 2	1
	66001-PEREIRA	Estrato 1	1
	66170-DOSQUEBRADAS	Estrato 3	1
	17001-MANIZALES	Estrato 2	1
Magdalena Medio	68081-BARRANCABERMEJA	Estrato 1	2
	68081-BARRANCABERMEJA	Estrato 2	1
NorOriente	68001-BUCARAMANGA	Estrato 1	1
	68001-BUCARAMANGA	Estrato 2	2
	68001-BUCARAMANGA	Estrato 3	1
	68001-BUCARAMANGA	Estrato 4	1
	68276-FLORIDABLANCA	Estrato 2	1
	68547-PIEDECUESTA	Estrato 3	1
NorOccidente	05001-MEDELLIN	Estrato 1	1
	05001-MEDELLIN	Estrato 2	1
	05001-MEDELLIN	Estrato 3	1
	05001-MEDELLIN	Estrato 4	1
	05001-MEDELLIN	Estrato 5 y 6	2
Sur Occidente	76001-CALI	Estrato 2	2
	76001-CALI	Estrato 4	1
	76001-CALI	Estrato 5 y 6	2
	76520-PALMIRA	Estrato 2	1
Tolima-Huila	73001-IBAGUE	Estrato 2	2
	73001-IBAGUE	Estrato 3	1

Se propone la siguiente metodología que será acompañada por la profesional estadística de la consultoría. Esta metodología podría modificarse por detalles específicos del operativo de campo.

Definir el universo geográfico
Delimitar claramente el área de estudio (municipio, barrios).

Selección aleatoria de unidades primarias
Dividir el área en unidades primarias de muestreo: Manzanas, sectores censales o polígonos.

Levantamiento
Equipo de campo entra a cada unidad primaria de muestreo seleccionada y lista todas las viviendas residenciales que podrían tener consumo de gas.

Selección aleatoria de hogares desde el listado
Una vez completado el listado en la UPM, seleccionar aleatoriamente el número requerido de hogares para entrevista.

Comprobación de elegibilidad en la visita
En el domicilio seleccionado el encuestador verifica elegibilidad: uso residencial y existencia de consumo/conexión de gas. Si no es elegible (local comercial o no tiene gas), registrar la razón y usar un listado de reemplazo predefinido: el siguiente hogar en la lista ordenada aleatoriamente. No permitir sustituciones discrecionales.

3.5 Tareas previas realizadas

Realizar todas las tareas previas necesarias para asegurar su disponibilidad para suministrar la información requerida.

3.5.1 Primer ensayo de encuesta

La primera encuesta, que ha servido de ensayo para la aplicación del formulario, se lleva a cabo en la empresa Procesadora de Materias Primas S.A. (PMPSA), ubicada en la ciudad de Bogotá D.C., el viernes 29 de agosto.

La compañía pertenece al sector industrial y hace un uso del gas natural en sus procesos productivos, particularmente en la producción de aceite vegetal o animal RBD (refinado, blanqueado y desodorizado) y mezcla de margarinas. La encuesta inició a las 10:30 a.m., con el propósito de validar en campo la pertinencia, comprensión y tiempos de diligenciamiento del formulario diseñado para el estudio de los costos asociados a un eventual racionamiento de gas natural.

Recorrido inicial por planta: Se efectúa un recorrido de aproximadamente 30 minutos, acompañado por personal de la gerencia. Durante este espacio se identificaron los procesos que demandan gas natural y las alternativas de sustitución disponibles.

Descripción del proceso por parte de la gerencia: La gerencia brindó una explicación general de la operación, resaltando el rol del gas natural en la continuidad productiva y los impactos que tendría un eventual escenario de racionamiento. Se adjunta diagrama de proceso de la empresa PMPSA.

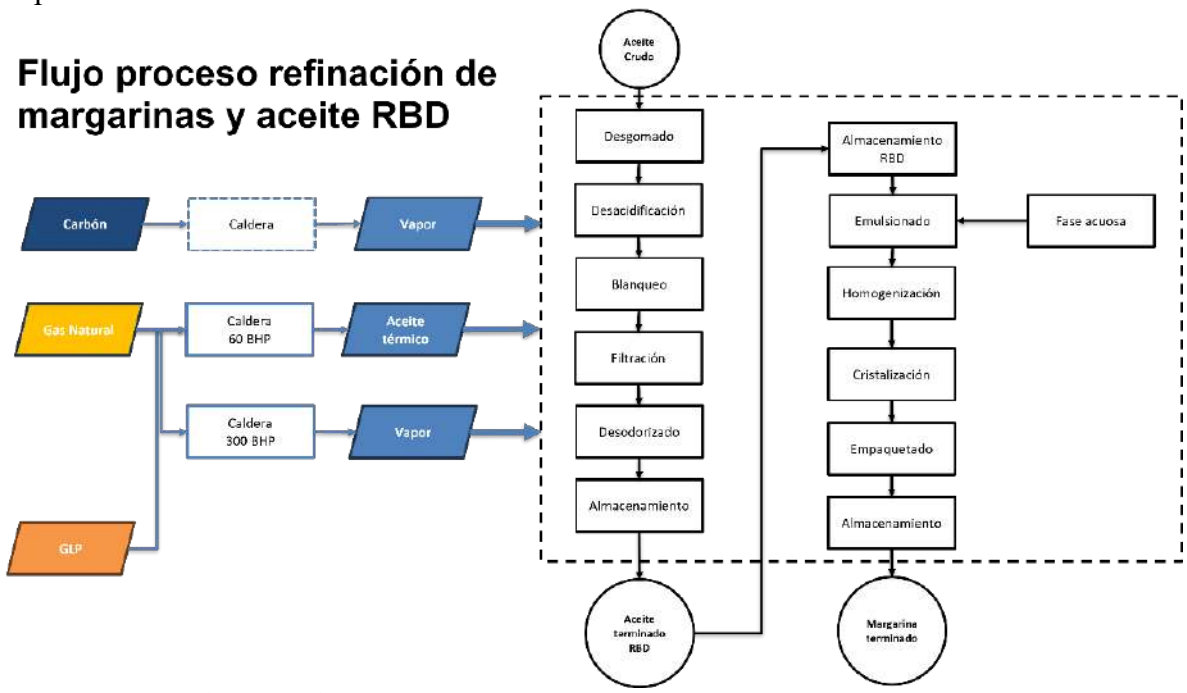


Figura 1. Diagrama de proceso de empresa PMP S.A.

3.5.1.1 Diligenciamiento del formulario

Datos generales: El proceso de diligenciamiento del formulario tomó aproximadamente una hora, tiempo en el cual se consignó la información general de la empresa y su contexto operativo.

Módulos específicos: Posteriormente, se abordaron los apartados especializados del formulario, los cuales incluyeron:

- Datos generales de la empresa.
- Distribución de procesos con consumo de gas natural.
- Estructura de sustitución en caso de racionamiento.
- Información sobre facturación y contratos vigentes.
- Antecedentes de racionamientos históricos.
- Perjuicios económicos, técnicos y operativos asociados a racionamientos de gas natural.

3.5.1.2 Observaciones del ensayo

- El diligenciamiento del formulario, incluyendo el recorrido por la planta, tuvo una duración total de 90 minutos.
- El recorrido previo a la aplicación fue fundamental para contextualizar el consumo de gas natural en la planta y orientar de manera precisa las respuestas.
- Se realiza la observación por parte de supervisor UPME de que sea la empresa encuestada quien defina la duración de los racionamientos. Con base en esta definición, se deben diligenciar los apartados correspondientes a perjuicios del racionamiento, disponibilidad a pagar y disponibilidad a ser compensado.
- La interacción con el personal técnico y administrativo permitió obtener información complementaria sobre contratos, facturación y antecedentes de racionamiento, enriqueciendo la calidad de los datos recopilados.

3.5.1.3 Lecciones aprendidas

- Es necesario contar tanto con el personal técnico (para detallar los procesos industriales y el consumo de gas natural) como con el personal administrativo (para responder sobre facturación, contratos y datos generales).
- El piloto evidenció la importancia de disponer de un manual de capacitación para encuestadores, que facilite la aplicación uniforme y eficiente del cuestionario.
- Se recomienda validar la posibilidad de compartir el formulario o una lista de documentación previa, de manera que al momento de la aplicación el proceso de respuesta sea más ágil y preciso.

3.5.2 Segundo grupo de ensayo de encuestas

Con este segundo grupo de ensayos de encuestas se pretende validar en campo la claridad del instrumento. Se realiza en dos empresas, Corpoaceros S.A.S. y Comercializadora Ecofort S.A.S.

- Corpoaceros S.A.S. (industria metalmecánica, Barranquilla).
- Comercializadora Ecofort S.A.S. (industria de tableros y láminas melamínicas, Malambo).

3.5.2.1 Empresas y contexto operativo

Corpoaceros S.A.S.

- Actividad: fabricación de productos metálicos (galvanizado, decapado y laminación).
- Suministro: Gases del Caribe (comercializador y distribuidor); transporte: Promigas.
- Consumo térmico: 3 calderas (~200 BHP) con referencia consumo 665 MBTU/día.
- Sustitutos: pruebas con gas sintético/aire propanado (≈ 18 USD/MBTU).
- Inventario: capacidad de stock ~15 días de producto galvanizado.

- Costos adicionales: se reporta importación de producto galvanizado (~45 t) y alquiler de bodegas para almacenamiento.

Comercializadora Ecofort (Malambo):
- Actividad: producción de tableros y láminas melamínicas.
- Suministro: Gases del Caribe.
- Tarifa autodeclarada: total 2.750 COP/m³ (G 1.785; T 421; D 761).
- Gasto mensual: 25–28 millones COP.
- Indicador de uso: 0,4 m³ de gas por lámina.
- Rearranque: 2 h promedio tras corte.

3.5.2.2 Lecciones para el instrumento y logística

La aplicación de la encuesta sobre costo de racionamiento de gas natural en las empresas Corpoaceros S.A.S. (metalmecánica) y Ecofort S.A.S. (maderas reconstituidas) permitió identificar ajustes necesarios para mejorar la eficacia del formulario, la calidad de la información recolectada y su utilidad en el modelamiento econométrico posterior.

Se recomienda coordinar con anticipación las visitas, incluir en el cronograma los responsables técnicos, financieros y jurídicos, y prever tiempo suficiente para secciones críticas como perjuicios y sustitutos. Se evidenció que la información más crítica proviene de distintas áreas internas. También se propone el complemento de la encuesta presencial con alternativas digitales para diligenciar información relevante sobre la cual el entrevistado no tenga conocimiento suficiente.

Un encuestador contextualizado reduce errores, mejora la confianza del entrevistado y acorta tiempos de diligenciamiento.

Estas encuestas, en Corpoaceros S.A.S. y Ecofort S.A.S., permitieron validar la funcionalidad y pertinencia del instrumento de encuesta, identificando ajustes clave para fortalecer su aplicación a nivel nacional.

Las pruebas de campo confirmaron que el formulario es técnicamente sólido, pero requiere optimizar su fluidez, validación de datos y captura de información sobre sustitutos, perjuicios y valoración económica. Asimismo, se evidenció la importancia de una planificación logística previa, la participación de personal financiero y técnico de las empresas, y la capacitación integral de encuestadores para garantizar la calidad y consistencia de los datos.

Se propone consolidar una versión mejorada del instrumento con validaciones automáticas, estructura flexible y campos estandarizados, asegurando su aplicabilidad en los diferentes sectores y regiones del país.

Todos estos elementos se consideran para la actualización de los formularios incluidos en esta versión del producto 4.

3.5.3 Otras tareas previas

Otras tareas previas para el contacto con los agentes, incluyen:

- Identificación de otras posibles bases de datos disponibles.
- Definición del perfil y cantidad de encuestadores necesarios para cubrir la muestra propuesta.
- Carta de presentación del proyecto para encuestas residenciales y no residenciales.
- Elementos de identificación de los encuestadores, carnetización.
- Elaboración de plan de campo, su presupuesto y asignación de recursos.
- Definición de metodología para acercarse a las empresas y programar encuestas presenciales.
- Definición de metodología para acercarse a los usuarios residenciales y realizar encuestas.

4 Organización del marco de muestreo utilizado para no residencial

Se documenta de manera sistemática el proceso de construcción, depuración y organización del marco de muestreo utilizado en el proyecto. El objetivo central es garantizar que el marco resultante represente adecuadamente la población objetivo, ofrezca información suficiente para la estratificación operacional y permita la selección probabilística de empresas bajo criterios de transparencia, reproducibilidad y rigor estadístico.

El marco original fue recibido a partir de fuentes administrativas y registros empresariales suministrados por el equipo técnico del proyecto. Dichas fuentes incluían información básica de identificación, códigos CIIU Rev.4, localización geográfica, datos de contacto y variables asociadas al tamaño o actividad económica de las empresas. No obstante, como suele ocurrir con bases administrativas, el marco presentaba problemas de duplicidad, inconsistencias en la clasificación sectorial, direcciones no normalizadas, registros incompletos y falta de homogeneidad en las categorías regionales.

Dado que la calidad del marco de muestreo determina en gran medida la precisión y validez de las estimaciones posteriores, se desarrolló un proceso exhaustivo de validación, limpieza y estandarización. Este proceso incluyó:

1. Armonización de categorías sectoriales mediante reglas explícitas basadas en la clasificación CIIU Rev.4.
2. Normalización de texto y direcciones.
3. Identificación y eliminación de duplicados.
4. Reglas de asignación geográfica para completar información faltante.
5. Construcción de estratos operativos combinando región, sector económico y tamaño empresarial.

También se recoge las decisiones técnicas implementadas para definir el tamaño de muestra, la estrategia de asignación por estratos y el algoritmo de selección probabilística. Se presentan además los criterios de diseño para la generación de unidades de reemplazo, el procedimiento utilizado para seleccionar muestras aleatorias destinadas al envío de correos masivos y una propuesta metodológica para integrar información proveniente de fuentes probabilísticas y no probabilísticas cuando ello resulte necesario para fortalecer la operación de campo o mejorar la cobertura del marco.

En conjunto, este documento cumple una doble función: por un lado, deja trazabilidad del proceso técnico aplicado; por otro, establece un estándar metodológico que puede ser replicado en futuras actualizaciones del marco de muestreo o en proyectos similares que requieran una estructura estadística robusta para la selección de empresas.

4.1 Definiciones básicas

Esta sección establece los conceptos fundamentales que guían la construcción del marco de muestreo. Su propósito es asegurar consistencia metodológica en la interpretación de los datos, la clasificación sectorial y la conformación de los estratos analíticos utilizados en el diseño del estudio.

4.1.1 Población objetivo, población marco y unidades de muestreo

Población objetivo.

Corresponde al conjunto de empresas legalmente constituidas y activas en el país, pertenecientes a los sectores económico–productivos definidos para el estudio (industria, terciario, energético, compresores, GNCV, termoeléctrico y otros sectores asociados). Estas empresas deben contar con registro vigente y desarrollar actividades clasificables bajo la taxonomía CIIU Rev. 4 A.C.

Población marco.

Es el subconjunto de la población objetivo conformado por las empresas disponibles en las bases administrativas suministradas por la Cámara de Comercio. El marco inicial incluía información identificatoria, ubicación geográfica, contactos, clasificación económica y

tamaño empresarial. Posteriormente fue sometido a procesos de limpieza, normalización y clasificación sectorial (descrito más adelante), obteniéndose un marco depurado apto para selección probabilística.

Unidad de muestreo.

Cada empresa corresponde a una unidad primaria de muestreo (UPM). La selección se realiza directamente sobre el listado de empresas clasificadas y depuradas.

4.1.2 Definición de sectores económicos utilizados en el proyecto

Para efectos operativos, el proyecto adopta una clasificación sectorial basada en los códigos CIIU Rev. 4 A.C., la cual permite agrupar a las empresas según su actividad económica principal con el fin de garantizar una estratificación estadística coherente y un análisis comparativo adecuado. Esta clasificación establece siete categorías: Industria, Terciario, Energético, Termoeléctrico, Compresores, GNCV y la categoría residual denominada Otro, donde se agrupan las empresas que no cumplen las reglas específicas del esquema sectorial. Cada uno de estos sectores constituye un dominio analítico para el diseño de la muestra y permite la comparación de características empresariales entre actividades productivas con comportamientos operativos, económicos y energéticos diferenciados.

El **sector Industria** agrupa a las empresas cuyas actividades se encuentran dentro del rango de códigos CIIU entre 10 y 32. Este conjunto corresponde a la manufactura en sentido amplio, e incluye procesos de transformación de materias primas, producción de bienes intermedios y finales, y actividades industriales de pequeña, mediana y gran escala. Este sector es particularmente relevante en estudios de demanda energética, productividad y eficiencia operativa, dada su heterogeneidad en tamaño empresarial y su intensidad en el uso de recursos.

El **sector Terciario** comprende empresas dedicadas al comercio, transporte, servicios financieros, inmobiliarios, administrativos y sociales, abarcando códigos CIIU entre 49 y 56, 64 y 68, y 84 y 88. Debido a su diversidad, esta categoría reúne establecimientos que no realizan actividades industriales ni extractivas, pero que desempeñan un papel fundamental en la economía de servicios. Para efectos del estudio, este sector permite capturar dinámicas de movilidad empresarial, servicios logísticos, cadenas de distribución y prestación de servicios especializados.

El **sector Energético** incluye empresas con códigos CIIU específicos como 0610, 0620, 0910 y 1920, asociados a la extracción de petróleo y gas, actividades de apoyo a la extracción, y a la refinación de combustibles. Este sector tiene un comportamiento económico altamente especializado, con vínculos directos a mercados de hidrocarburos y regulaciones ambientales y operativas estrictas. Su clasificación separada es necesaria debido a sus patrones de consumo, inversión y estructura empresarial.

El **sector Termoeléctrico** corresponde exclusivamente al código CIIU 3511, el cual hace referencia a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes térmicas. Las empresas de este sector poseen características muy específicas respecto a capacidad instalada, infraestructura, requisitos regulatorios y esquemas de operación continua, lo que justifica su identificación separada para análisis energético y estudios de emisiones.

El **sector Compresores** agrupa actividades clasificadas bajo los códigos 2813 y 3312, relacionadas con la fabricación y reparación de maquinaria para compresión, equipos industriales y sistemas de presión. Si bien estas actividades forman parte de la industria manufacturera, se separan para reflejar su relevancia particular en la cadena de valor energético y su importancia técnica en procesos industriales y de transporte de gas.

El **sector GNCV** incluye empresas con códigos CIIU 49 y 50 que participan en actividades relacionadas con gas natural comprimido vehicular. Este sector se caracteriza por prestar servicios asociados a la movilidad sostenible, estaciones de carga, conversión de vehículos y otras actividades de soporte. Su comportamiento operativo, regulatorio y de infraestructura es completamente distinto al de los sectores industrial y terciario, lo que exige su tratamiento independiente en el marco del estudio.

Finalmente, la categoría **Otro** reúne aquellas empresas cuyas actividades económicas no pudieron clasificarse de manera consistente dentro de los sectores anteriores o presentan códigos CIIU incompletos, ambiguos o no compatibles con las reglas de sectorización definidas por el proyecto. Esta categoría cumple una función operacional, evitando la exclusión de empresas sin clasificación clara, pero sin incorporarlas en sectores donde su presencia podría distorsionar los análisis.

4.1.3 Regiones, cámaras de comercio y cobertura territorial

La asignación regional utilizada en el proyecto se fundamentó en la correspondencia explícita entre los códigos de cámara de comercio y las regiones operativas definidas, lo cual garantiza coherencia geográfica y funcional en la construcción del marco de muestreo. Cada región está asociada a un conjunto de cámaras de comercio, y estas a su vez agrupan municipios ubicados dentro de uno o varios departamentos. La información territorial detallada se obtuvo del anexo regional del documento técnico, donde se listan los municipios pertenecientes a cada región, proporcionando un mapeo geográfico transparente y verificable.

La **región Centro** agrupa las cámaras identificadas con los códigos 4, 13, 14, 38, 40, 47, 50 y 58. Esta región incluye principalmente municipios de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Meta, entre otros, y se caracteriza por concentrar 248 municipios. Entre los municipios incluidos se encuentran localidades como Bogotá, Mosquera, Funza, Villavicencio, Zipaquirá, Tunja, Sogamoso, Chía y más de doscientos municipios adicionales distribuidos en la zona centro–oriente del país. Su alta densidad poblacional y empresarial la convierten en la región con mayor representación territorial.

La **región Costa Atlántica** corresponde a los códigos de cámara 3, 9, 19, 22, 30, 31, 32, 34 y 44. Está conformada por 152 municipios pertenecientes a los departamentos de Atlántico,

Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre. En esta región se encuentran ciudades como Barranquilla, Cartagena, Santa Marta, Valledupar, Montería, Sincelejo y una extensa red de municipios que integran el litoral caribe.

La **región Costa Interior**, más pequeña, corresponde a los códigos 39 y 53. Incluye 25 municipios asociados a departamentos como Córdoba, Sucre y Bolívar, pero localizados en zonas interiores no costeras. Esta región recoge territorios articulados a dinámicas económicas caribeñas, pero con características distintas al litoral.

La **región Tolima–Huila**, representada por los códigos 15, 16, 23, 41 y 45, agrupa 106 municipios ubicados en los departamentos de Tolima y Huila. Incluye ciudades como Ibagué, Neiva, Espinal, Garzón, Pitalito y una amplia zona agroindustrial y de servicios.

La **región NorEste**, asociada a los códigos 5, 11, 25, 48, 49 y 56, está conformada por municipios de departamentos como Santander, Norte de Santander y Boyacá. Según el documento, reúne 56 municipios que integran la zona nororiental del país, incluyendo áreas metropolitanas como Bucaramanga, así como municipios intermedios y rurales.

La **región NorOccidente**, vinculada a los códigos 21, 29, 51 y 55, incluye 83 municipios localizados principalmente en Antioquia, Chocó y el Urabá. Entre estos figuran Medellín, Apartadó, Turbo, Chigorodó y otras localidades asociadas a dinámicas industriales, portuarias y logísticas.

La **región SurOccidente**, asociada a los códigos 7, 8, 6, 10, 17, 24, 26, 28, 33, 36, 37 y 43, incorpora 53 municipios de los departamentos del Valle del Cauca, Cauca y Nariño. Incluye ciudades como Cali, Palmira, Buenaventura, Popayán, Pasto, además de un conjunto amplio de municipios con alta actividad agroindustrial y comercial.

La **región Magdalena Medio**, correspondiente a los códigos 2, 18, 52 y 54, agrupa 41 municipios que se extienden por Santander, Antioquia, Cesar y Boyacá. Incluye ciudades como Barrancabermeja y una red de municipios petroleros, agroindustriales y de transporte fluvial.

La **región CQR**, integrada por los códigos 1, 12, 20 y 27, cuenta con 71 municipios. Esta región conecta territorios del eje cafetero ampliado e incluye municipios de Risaralda, Caldas, Quindío y áreas limítrofes con Antioquia y Tolima. Comprende ciudades como Manizales, Pereira y Armenia, junto con municipios adyacentes caracterizados por actividad agroindustrial y de servicios.

Finalmente, la **región Orinoquía–Amazonía**, identificada con los códigos 42 y 57, representa un conjunto territorial más disperso que se extiende por Meta, Casanare, Vichada, Guaviare, Caquetá y otros departamentos de la zona oriental y sur del país.

En conjunto, estas asignaciones permiten que el marco de muestreo conecte adecuadamente las cámaras de comercio, departamentos y municipios, logrando una estructura regional coherente con el diseño estratificado que exige el estudio.

4.1.4 Estratos operativos y dominios analíticos

Un estrato operativo está definido por la combinación: REGIÓN – SECTOR
Asimismo, se consideró información de tamaño empresarial (micro, pequeña, mediana, grande) como referencia analítica, aunque no se utilizó como estrato primario del diseño.

4.1.5 Clasificación económica, segmentación territorial y fortalecimiento del marco de muestreo

La mejora del marco de muestreo requiere un proceso sistemático que permita corregir inconsistencias, estandarizar criterios y asegurar que cada unidad se encuentre correctamente clasificada en términos económicos y geográficos. En este sentido, la depuración del marco no se limitó a la normalización de variables, sino que incorporó una estructura conceptual robusta que combina la clasificación económica mediante CIIU Rev. 4 A.C. y la segmentación territorial basada en cámaras de comercio, departamentos y municipios. Estos elementos constituyen la base para una estratificación estadística sólida y para la selección probabilística de las empresas.

En el componente económico, la clasificación de las empresas se realizó utilizando cuatro fuentes del código CIIU disponibles en el marco (CIIU_MAYORES_INGRESOS, COD_CIIU_ACT_ECON_PRI, COD_CIIU_ACT_ECON_SEC y CIIU4), las cuales fueron sometidas a procesos de normalización mediante funciones específicas de limpieza. Para garantizar consistencia, se estableció una regla jerárquica de selección del código definitivo, priorizando CIIU_MAYORES_INGRESOS y, en su defecto, las demás variables en orden descendente. A partir de este código definitivo se derivaron variables auxiliares como los dos dígitos del CIIU, necesarias para la clasificación sectorial.

Este procedimiento permitió asignar cada empresa a uno de los sectores definidos por el estudio: Industria, Terciario, Energético, Termoeléctrico, Compresores, GNCV u Otros. Estos sectores se originan en reglas explícitas basadas en códigos de cuatro dígitos (como 3511 para termoeléctrico o 2813 y 3312 para compresores), así como en rangos de dos dígitos que agrupan actividades económicas homogéneas. Esta clasificación reduce la heterogeneidad dentro de los estratos y mejora la precisión de las estimaciones al separar actividades con comportamientos económicos y energéticos divergentes. La correcta identificación sectorial constituye, por tanto, un mecanismo directo de fortalecimiento del marco.

Al mismo tiempo, el marco fue enriquecido con una segmentación territorial exhaustiva que conecta los códigos de cámara de comercio con regiones operativas. Cada región se estructuró desde los códigos CODIGO_CAMARA. Este cruce permite identificar de manera precisa la jurisdicción de cada cámara, los departamentos asociados y los municipios que conforman cada región, evitando ambigüedades y reduciendo errores de georreferenciación. Así, regiones como Centro, Costa Atlántica, NorOccidente, SurOccidente o Tolima–Huila no solo agrupan cámaras de comercio específicas, sino que comprenden conjuntos

territoriales bien definidos y plenamente documentados, con listados que abarcan desde grandes ciudades hasta zonas rurales periféricas.

La integración de cámaras, departamentos y municipios aporta un nivel de granularidad que es fundamental para mejorar el marco: permite identificar brechas de cobertura, detectar zonas donde la información empresarial es escasa, y controlar la representatividad territorial en el diseño muestral. De esta manera, los estratos operativos definidos como combinación de región × sector se basan en una estructura territorial confiable, lo que incrementa la calidad de las inferencias y el control sobre la variabilidad interregional.

En conjunto, la normalización del CIIU, la clasificación sectorial precisa y la delimitación territorial mediante cámaras y municipios constituyen un proceso articulado cuyo propósito fundamental es mejorar el marco de muestreo. Estas acciones corrigen la heterogeneidad inicial del marco recibido, garantizan coherencia entre las fuentes administrativas y la operación estadística, y permiten construir un diseño muestral técnicamente sólido, transparente y plenamente reproducible.

4.1.6 Descripción del proceso de clasificación y recodificación

La normalización del marco empresarial implicó una serie de pasos cuidadosamente estructurados para garantizar que toda la información económica y de identificación estuviera en un formato uniforme y coherente. El primer componente de este proceso consistió en depurar los códigos de actividad económica. Para ello, se revisó cada registro con el fin de eliminar caracteres inconsistentes o ajenos al formato estándar, asegurando que todos los códigos estuvieran compuestos exclusivamente por dígitos y se ajustaran a la longitud requerida por la clasificación CIIU. Este paso permitió corregir variaciones frecuentes como códigos incompletos, extensiones irregulares o registros con símbolos y letras, lo que favoreció la comparabilidad entre empresas.

Una vez estandarizado el código principal, se procedió a extraer su nivel agregado de dos dígitos, una operación fundamental para poder agrupar las actividades económicas dentro de rangos sectoriales más amplios. Esta derivación permitió identificar patrones productivos y facilitar la clasificación posterior en sectores como industria, terciario, energético, GNCV o compresores. Con esta estructura jerárquica, cada empresa quedó asociada tanto a su código detallado como a un nivel agregado que resume su actividad económica.

De forma complementaria, se emprendió una limpieza general de nombres empresariales, direcciones y datos de contacto. Esto implicó corregir duplicaciones de espacios, eliminar caracteres innecesarios, unificar formatos y depurar registros incompletos. Gracias a esta limpieza, se redujo la presencia de errores tipográficos y se logró una estructura uniforme en las variables descriptivas del marco, facilitando la identificación de empresas y mejorando la calidad del insumo para la selección muestral y el trabajo de campo.

En conjunto, todas estas acciones conformaron un proceso de normalización integral que permitió transformar un marco inicial heterogéneo en una estructura estandarizada, clara y

completamente utilizable para fines estadísticos. Este trabajo metodológico fue esencial para fortalecer el marco de muestreo y asegurar que los análisis y estimaciones posteriores se basaran en información confiable y organizada.

4.2 Descriptivo del marco depurado

El análisis descriptivo del marco depurado permite caracterizar la estructura empresarial resultante después del proceso de normalización, estandarización y clasificación sectorial. Esta sección presenta los principales indicadores derivados del marco resultante después del proceso de depuración, Aquí se incluyen totales generales, distribuciones por región y sector, tamaños empresariales y estadísticas de empleo.

4.2.1 Tamaño total del marco

El marco depurado consolidó un total de 1.671.927 empresas, cifra que representa el universo final incluido en el diseño muestral. Este volumen refleja la cobertura obtenida tras los procesos de normalización y depuración, garantizando que todas las unidades consideradas cuentan con información económica y territorial coherente.

En cuanto a su distribución espacial, el marco revela una fuerte concentración empresarial en las regiones con mayor dinamismo económico. La región Centro, por ejemplo, reúne más de 600 mil empresas, constituyéndose en el principal núcleo empresarial del país. En contraste, regiones como Orinoquía–Amazonía presentan un tamaño considerablemente menor, con apenas unos pocos miles de establecimientos. Este patrón es consistente con la estructura empresarial nacional y confirma la necesidad de aplicar un diseño muestral estratificado que capture adecuadamente las diferencias en tamaño y composición entre regiones.

Tabla 4 Empresas por región

Región	**Empresas**
CQR	92.254
Centro	611.517
Costa Atlántica	199.035
Costa Interior	27.444
Magdalena Medio	31.133
NorEste	151.712
NorOeste	222.934

Orinoquía-Amazonía	6.559
SurOeste	228.628
Tolima-Huila	100.711

4.2.2 Distribución de empresas por sector económico

El marco depurado muestra una estructura sectorial marcada por una amplia presencia de actividades de servicios y manufactura ligera, acompañadas por sectores especializados de menor tamaño. El grupo más numeroso corresponde a la categoría "Otro", con 1.013.950 empresas, que reúne actividades diversas no clasificadas dentro de los sectores principales. Le sigue el sector industrial, con 353.599 empresas, reflejando la fuerte presencia de unidades manufactureras y agroindustriales a nivel nacional.

El sector terciario, con 270.843 empresas, confirma el peso creciente de los servicios en la economía del país, abarcando comercio, transporte y actividades profesionales. Sectores especializados como GNCV (11.910 empresas) y Compresores (9.813 empresas) representan nichos técnicos relevantes, mientras que los sectores Energético (620 empresas) y Termoeléctrico (192 empresas) agrupan actividades estratégicas, aunque de menor volumen. En conjunto, esta distribución evidencia un tejido empresarial diverso y concentrado en actividades terciarias e industriales, con presencia focalizada en sectores energéticos y tecnológicos.

Tabla 5 Empresas por sector

Sector	**Empresas**
Compresores	9.813
Energético	620
GNCV	11.910
Industria	353.599
Otro	1.013.950
Terciario	270.843
Termoeléctrico	192

4.2.3 Cruces Región × Sector

La distribución Región-Sector evidencia una fuerte concentración empresarial en las regiones Centro, SurOeste, NorOeste y Costa Atlántica, que agrupan los mayores volúmenes en casi todos los sectores. La región Centro destaca claramente, con más de 56 mil empresas industriales, más de 126 mil en el sector terciario y más de 410 mil en la categoría "Otro", reflejando su papel como principal núcleo económico del país.

Regiones como CQR y Costa Atlántica presentan estructuras intermedias, con presencia significativa en industria, terciario y GNCV, coherentes con sus dinámicas productivas y portuarias. Por otro lado, Costa Interior, Magdalena Medio, Tolima–Huila y especialmente Orinoquía–Amazonía presentan densidades empresariales mucho menores, evidenciando estructuras económicas más especializadas o de menor escala.

En cuanto a los sectores, "Otro" domina en todas las regiones, seguido por Industria y Terciario, que mantienen patrones territoriales consistentes con la geografía económica nacional. Los sectores especializados (GNCV, Compresores, Energético y Termoeléctrico) muestran volúmenes menores pero con ubicaciones coherentes: mayor actividad energética en Magdalena Medio y Tolima–Huila, y mayor presencia de compresores y GNCV en Centro y SurOEste.

En conjunto, la tabla confirma una estructura empresarial altamente concentrada en pocas regiones y dominada por actividades de servicios e industria, con sectores especializados distribuidos según la vocación económica de cada territorio.

Tabla 6 Empresas por región y sector

REGION	Compresores	Energético	GNCV	Industria	Otro	Terciario	Termoeléctrico
CQR	410	2	952	7095	62864	20893	38
Centro	4044	512	12512	56733	410781	126387	548
Costa Atlántica	1193	16	4624	12583	138473	41920	226
Costa Interior	160	2	568	1603	20289	4793	29
Magdalena Medio	226	20	620	1876	22132	6241	18
NorEste	731	22	2473	16392	106533	25492	69
NorOeste	1071	4	3186	23013	145158	50248	254
Orinoquía-Amazonía	19	0	201	383	4646	1308	2
SurOeste	1414	18	3296	19174	161707	42894	125
Tolima-Huila	545	24	1173	6741	72027	20140	61

4.2.4 Distribución del tamaño empresarial en el marco

El análisis del tamaño empresarial dentro del marco depurado permite caracterizar la estructura productiva del universo y comprender la concentración relativa de unidades económicas según su escala operativa. Esta información es fundamental para interpretar la heterogeneidad del marco y para anticipar posibles diferencias en comportamiento, capacidad productiva y variabilidad entre unidades seleccionadas en el diseño muestral.

El marco presenta una fuerte predominancia de microempresas, tanto en establecimientos sin empleados como en aquellos con hasta diez trabajadores. En total, estos dos grupos concentran más del 90 % del universo empresarial, lo cual refleja la composición típica del tejido productivo del país, caracterizado por unidades de pequeña escala con estructuras organizacionales simples y baja dotación laboral.

La tabla siguiente resume la distribución por categorías de tamaño:

Tabla 7 Distribución del tamaño empresarial

Categoría	Empresas
Micro (0 empleados)	675.435
Micro (1–10 empleados)	922.658
Pequeña (11–50)	56.014
Mediana (51–200)	12.987
Grande (>200)	4.833

Las microempresas constituyen la base del universo, con más de 1,5 millones de registros. La presencia de establecimientos sin empleados formales también es significativa, lo cual es habitual en bases administrativas vinculadas a registros mercantiles. Las empresas pequeñas representan un grupo intermedio con mayor capacidad operativa, mientras que las empresas medianas y grandes —aunque numéricamente reducidas— corresponden a un segmento estratégico por su impacto económico, volumen de producción y mayores requerimientos de energía y recursos.

Esta distribución confirma que el marco empresarial es altamente asimétrico, con pocos establecimientos de gran tamaño y una fuerte concentración en unidades micro y pequeñas.

Este patrón se alinea con las características del sector productivo nacional y subraya la importancia de un diseño muestral que tenga en cuenta esta composición para garantizar precisión y representatividad en los dominios de estudio.

4.3 Homologación, armonización y depuración del marco para el diseño muestral

Antes de proceder a la asignación del tamaño de la muestra, fue necesario llevar a cabo un proceso exhaustivo de homologación y armonización del marco empresarial. Este paso tuvo

como propósito garantizar que las categorías sectoriales y regionales utilizadas en la tabla inicial de distribución coincidieran plenamente con las definiciones del marco depurado, eliminando inconsistencias y asegurando trazabilidad entre fuentes.

En primer lugar, se aplicó un proceso de homologación sectorial, mediante el cual se unificaron las etiquetas provenientes del marco con aquellas definidas en la tabla de distribución inicial. Este procedimiento permitió alinear denominaciones como “Industria” e “Industrial”, “Energético” y “Petróleo”, o “Termoeléctrico” y “Termo_eléctrico”, asegurando que todos los registros pertenecieran a un sistema único de clasificación. Su finalidad fue evitar duplicidades conceptuales y garantizar que cada empresa fuera asignada correctamente al sector que le correspondía dentro del diseño.

Posteriormente, se llevó a cabo la homologación regional, necesaria para unificar las denominaciones de las regiones operativas. Este proceso permitió integrar categorías como “Costa Atlántica” y “Costa Interior” bajo una misma región funcional, además de equiparar variantes como NorEste–Nor Oriente o SurOeste–Sur Occidente. El resultado fue una estructura territorial robusta, coherente y plenamente compatible con los dominios analíticos definidos desde el inicio del proyecto.

Una vez concluida la homologación, se realizó un proceso de armonización global del marco, en el cual se depuraron los registros cuya región no hacía parte del diseño, y se ajustaron variables clave para asegurar consistencia interna. Durante esta etapa se adoptó una decisión metodológicamente relevante: excluir la categoría “Otro” del proceso de cálculo de totales poblacionales y de la construcción de la matriz región–sector. La categoría “Otro”, al contener actividades altamente heterogéneas y no clasificables en los sectores analíticos principales, no contribuye al diseño muestral estratificado y podría distorsionar la estructura de asignación. Por ello, fue retirada explícitamente del cálculo de totales poblacionales (Nh), de la construcción de proporciones, y de todas las etapas posteriores del diseño.

Con la estructura sectorial y regional completamente armonizada y depurada, se procedió a calcular los totales poblacionales por región y por sector, que constituyen la base para la asignación. Estos totales permiten cuantificar la magnitud real de cada dominio operativo y sirven de insumo para la aplicación de esquemas de asignación proporcional, como la regla de Kish utilizada en este estudio. La exclusión de “Otro” en este cálculo reforzó la precisión del diseño, al concentrar la asignación únicamente en los sectores analíticos definidos para la muestra.

4.3.1 Asignación final de la muestra

La asignación final de la muestra refleja un diseño equilibrado y coherente con la estructura poblacional del marco. La región Centro concentra la mayor cantidad de unidades seleccionadas, con un total de 174 observaciones, lo cual es consistente con su papel como principal núcleo económico del país y con su alta densidad empresarial en todos los sectores. Le siguen en magnitud regiones como Costa Atlántica/Costa Interior, Sur Occidente y Nor Occidente, que también presentan un peso poblacional relevante dentro del marco. En

contraste, zonas como Magdalena Medio, Tolima–Huila y Nor Oriente reciben asignaciones más reducidas, acordes con su menor número de empresas en los sectores analíticos priorizados.

El comportamiento sectorial dentro de cada región confirma la coherencia del diseño. La mayor parte de la muestra se distribuye en los sectores Industrial, Terciario y Residencial, que constituyen la base del tejido empresarial nacional. El sector Industrial es dominante particularmente en Centro, Costa Atlántica/Costa Interior, Sur Occidente y Nor Occidente, reflejando la concentración histórica de actividades manufactureras y agroindustriales. El sector Terciario también muestra una presencia significativa a lo largo del territorio, en especial en Centro y las regiones de mayor urbanización. El sector Residencial mantiene proporciones acordes a su presencia en el marco poblacional, con niveles más altos en las regiones con mayor tamaño económico.

Los sectores especializados —GNCV, Compresores, Petróleo y Termoeléctrico— reciben asignaciones pequeñas, pero su distribución territorial es consistente con su peso real dentro del universo. La región Centro concentra la mayoría de estas observaciones, dado que reúne la mayor proporción de empresas dedicadas a actividades energéticas y técnicas. En otras regiones, estos sectores reciben asignaciones mínimas o nulas, lo cual es metodológicamente adecuado, ya que evita sobrerrepresentar actividades marginales y mantiene el diseño enfocado en los dominios que requieren estimación robusta.

En términos generales, la estructura resultante confirma que la asignación muestral respeta los principios fundamentales del diseño: proporcionalidad frente al tamaño poblacional, representación adecuada de los sectores clave y consistencia con los dominios región–sector definidos. La sumatoria final de 424 unidades —correspondiente a la distribución total definida— evidencia un diseño controlado, técnicamente sólido y alineado con los objetivos de representatividad establecidos para el estudio.

4.3.2 Proceso de selección muestral y generación de reemplazos

El proceso de selección de empresas dentro de cada dominio región–sector se realizó utilizando un esquema de **muestreo con probabilidad proporcional al tamaño (PPS)**, donde el tamaño de cada unidad corresponde al número de empleados registrados. Este enfoque permite que las empresas de mayor capacidad operativa tengan una mayor probabilidad de ser seleccionadas, garantizando que la muestra represente adecuadamente la estructura del sector y su heterogeneidad interna.

Antes de la selección, se realizó una depuración del marco dentro de cada dominio. Todas las empresas sin información sobre número de empleados o con valores faltantes fueron tratadas mediante imputación a cero, y posteriormente se filtraron aquellas unidades sin empleados, ya que no son elegibles para el esquema PPS. De esta forma, la selección se aplicó exclusivamente sobre empresas activas y con capacidad laboral verificable, aumentando la calidad estadística del diseño.

Tabla 8 Distribución de la muestra

REGIÓN	Distribución definida	No residencial	Residencial	Industrial	Terciario	Termo eléctrico	GNCV	Compresores	Petróleo
Centro	174	126	48	79	30	2	7	5	3
Costa Atlántica/Costa Interior	92	76	16	58	8	7	1	1	1
CQR	24	19	5	13	5	0	1	0	0
Magdalena Medio	12	9	3	5	2	0	1	0	1
Nor Occidente	36	30	6	19	6	1	3	0	1
Nor Oriente	25	18	7	13	4	0	1	0	0
Sur Occidente	45	40	5	29	7	2	1	1	0
Tolima Huila	16	12	4	7	4	0	0	1	0
Distribución definida	**424**	**330**	**94**	**223**	**66**	**12**	**15**	**8**	**6**

Para cada dominio región–sector se definió un tamaño muestral objetivo nh, y a partir de este se estableció el número total de unidades a seleccionar. Dado que el diseño requiere contar con alternativas operativas para situaciones de no respuesta, se generó un conjunto ampliado equivalente a cuatro veces el tamaño de la muestra efectiva: una muestra principal y tres listas de reemplazos. Si el número de empresas disponibles en el marco era menor que este total ampliado, el diseño se ajustó automáticamente para seleccionar el máximo número posible dentro del dominio, siempre preservando la proporcionalidad del método PPS.

La selección se realizó mediante una única corrida del algoritmo PPS, generando una lista ordenada de empresas seleccionadas y sus probabilidades de inclusión. A partir de esta lista se definieron los diferentes grupos operativos:

Muestra principal: corresponde a las primeras nh unidades seleccionadas.
Reemplazo 1: las siguientes nh unidades disponibles, utilizadas en caso de no contacto o rechazo de las empresas de la muestra principal.
Reemplazo 2: un segundo conjunto alternativo de tamaño nh, para cubrir pérdidas adicionales.
Reemplazo 3: un tercer grupo complementario, utilizado únicamente cuando los conjuntos anteriores se agotan.

Esta estructura escalonada garantiza que exista un número suficiente de empresas elegibles para mantener la muestra operativa incluso en contextos de alta no respuesta o dificultades de contacto. Cada empresa seleccionada conserva su probabilidad de inclusión PPS, lo que permitiría, si fuese necesario, realizar ajustes posteriores o análisis de diseño.
En términos operativos, este enfoque permite asegurar que cada dominio reciba un número adecuado de unidades, evitando vacíos en estratos pequeños y manteniendo la coherencia con los tamaños poblacionales. A su vez, la generación sistemática de reemplazos reduce los riesgos asociados a la ejecución operativa del trabajo de campo y facilita el proceso de sustitución sin comprometer la representatividad inicial de la muestra.

4.3.3 Distribución de la muestra por subsector económico

La distribución de la muestra por subsectores muestra un patrón claramente concentrado en las regiones con mayor actividad económica del país. En el sector industrial, que suma 223 unidades, la región Centro lidera con 79 observaciones, seguida por Costa Atlántica/Costa Interior y Sur Occidente, lo que refleja la fuerte presencia manufacturera en estos territorios. Las ramas más representativas corresponden a la fabricación de alimentos (CIIU 10), productos químicos (20) y maquinaria y equipo (27–30), con participación adicional de subsectores como textiles, cuero y manufacturas no metálicas. Por su parte, el sector terciario, con 66 unidades, también se concentra en la región Centro, especialmente en actividades de servicios de comidas y alojamiento (I), servicios financieros (K), transporte y almacenamiento (H) y salud y asistencia social (Q). Regiones como Sur Occidente, Nor Occidente y Costa Atlántica/Costa Interior complementan esta estructura con contribuciones moderadas en transporte, servicios financieros y salud. En conjunto, la muestra refleja de manera adecuada la heterogeneidad sectorial del país, capturando tanto los polos industriales tradicionales como la concentración urbana de los servicios.

Tabla 9 Muestra industrial por subsector y región

	CIIU																				
Región	**10**	**13**	**14**	**16**	**17**	**20**	**27**	**29**	**30**	**11**	**15**	**18**	**21**	**22**	**23**	**24**	**28**	**31**	**32**	**25**	**Total**
CQR	2	1	2	1	2	1	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**13**
Centro	22	5	4	0	0	9	3	2	0	4	1	1	6	10	5	3	1	1	2	0	**79**
Costa Atlántica/Costa Interior	19	0	3	0	3	7	1	0	0	0	0	1	4	7	5	1	0	2	2	3	**58**
Magdalena Medio	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1	**5**
Nor Occidente	5	0	6	0	1	0	2	1	1	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**19**
Nor Oriente	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	**13**
Sur Occidente	15	0	2	0	2	2	1	0	1	0	0	0	3	2	0	1	0	0	0	0	**29**
Tolima Huila	3	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	**7**
Total	**77**	**6**	**19**	**2**	**8**	**20**	**9**	**4**	**3**	**6**	**4**	**2**	**13**	**20**	**12**	**5**	**1**	**3**	**4**	**5**	**223**

Tabla 10 Muestra terciaria por subsector y región

	Sección								
Región	H	I	K	L	O	P	Q	S	Total
CQR	1	3	0	0	0	1	0	0	5
Centro	3	9	10	1	2	1	4	0	30
Costa Atlántica/Costa Interior	1	2	0	0	1	0	4	0	8
Magdalena Medio	0	0	0	0	0	0	2	0	2
Nor Occidente	0	2	2	0	0	0	2	0	6
Nor Oriente	0	2	0	1	0	1	0	0	4
Sur Occidente	1	2	2	0	0	0	2	0	7
Tolima Huila	0	0	1	0	0	1	2	0	4
Total	6	20	15	2	3	4	16	0	66

5 Formularios de encuesta

5.1 Objetivo de la sección

Consecución de información 10. Definir un formulario para capturar mediante encuestas la información que alimentará el modelo para cuantificar el costo de racionamiento. También la logística y procedimientos, así como el personal capacitado para lograr con veracidad tal información.

5.2 Asuntos de contexto

Conforme la segmentación y diseño muestral propuesto para esta consultoría, se construyen dos formularios para la realización de encuestas, uno para segmento residencial y otro para el segmento no residencial. Para el diseño del proceso de las encuestas, incluyendo el formulario, se consideran aspectos descritos en el Producto 2 y Producto 3.

Del Producto 2 y Producto 3 se atienden recomendaciones relacionadas con los pasos y sesgos de la metodología de valor contingente, factores de expansión en el diseño muestral y el desgaste importante de la fuente. En las siguientes tablas se explica el tratamiento dado a cada uno de estos asuntos.

Tabla 11. Limitaciones y atención de soluciones en la valoración contingente

Limitaciones y sesgos del método de valoración contingente			
Limitación	**Descripción del Problema**	**Solución propuesta**	**Implementación en encuesta**
1. Sesgo Hipotético	Los valores de la disposición a pagar (DAP) obtenidos con encuestas pueden no reflejar transacciones reales de mercado. Los encuestados no enfrentan las consecuencias reales de sus decisiones de pago. Esto puede llevar a una sobrestimación de la DAP.	Proveer información detallada sobre el escenario y los costes y usar mecanismos de pago familiares como el impuesto sobre la renta pueden ayudar. También se exploran estimaciones basadas en el mercado como alternativa.	El encuestado entregará los costos en los que incurre ante la ocurrencia de un racionamiento de gas natural. También se le recordará lo que paga por gas y evolución de variables relevantes.
2. Sesgo Estratégico y Problema del *free rider*	Los individuos pueden responder estratégicamente, ya sea sobrestimando su DAP para asegurar la provisión de un bien público sin pagar su costo real (comportamiento de *free rider*), o subestimándola. Paul Samuelson (1954) señaló este problema, desaconsejando las encuestas directas.	El formato de referéndum o dicotómico («sí o no» a un precio dado) es una solución teórica que ha encontrado cierto consenso, ya que reduce el incentivo a la estrategia.	La disposición a pagar se evalúa con preguntas del tipo Sí o No.
3. Disparidad entre Disposición a Pagar (DAP) y Disposición a Aceptar (DAA)	La teoría económica sugiere que la DAP (cuánto pagaría para obtener un bien) y la DAA (cuánto aceptaría por la pérdida de un bien) deberían ser similares, pero los estudios empíricos muestran consistentemente que la DAA es significativamente más alta que la DAP. Esto plantea dudas sobre qué medida es la más precisa.	Se recomienda usar siempre la DAP como la opción más conservadora. Una redacción cuidadosa del cuestionario y la correcta definición de los derechos de propiedad sobre el bien pueden ayudar a reducir esta brecha. Algunos estudios exploran la combinación de ambas medidas.	Se contempla el uso de DAA en formularios de encuesta.
4. Sesgo del Punto de Partida / Anclaje	Cuando se presenta un precio inicial o un rango de precios en el cuestionario, la respuesta del encuestado puede verse influenciada o anclada por esos valores, desviándose de su verdadera DAP. Esto puede resultar en una DAP sesgada (al alza o a la baja).	Se puede mitigar ofreciendo diferentes precios de salida a distintas submuestras. Se puede utilizar un procedimiento de precios variables donde el precio de salida dependa del promedio de respuestas anteriores para reducir el sesgo. El formato abierto (sin precio guía) es más neutral, aunque tiene otras limitaciones.	Se entrega elementos de contexto a encuestado y encuestadores sobre preguntas clave.
5. Respuestas Cero y de Protesta	Un número significativo de encuestados puede declarar una DAP de cero, ya sea porque realmente no valoran el bien (cero genuino) o como una forma de protesta (cero de protesta) contra el estudio, el mecanismo de pago o la provisión del bien por parte del sector público. Los «cero» de protesta pueden sesgar la estimación de la DAP media.	Es crucial incluir preguntas de seguimiento para identificar la razón de las respuestas cero y distinguir entre ceros genuinos y de protesta. La decisión de incluir o excluir las respuestas de protesta en el cálculo final debe ser explícita y justificada.	El formulario contiene instrucción de contra-pregunta ante respuestas de «cero»

Fuente: Elaboración propia

Tabla 12. Consideraciones para encuestas a partir de diseño muestral y pasos del método de valoración contingente

Condición	Descripción	Recomendación	Implementación en encuesta
Ajuste por No Respuesta (fr).	Uno de los principales errores en estudios basados en encuestas es la no respuesta, que ocurre cuando no es posible recolectar información de algunas unidades seleccionadas. En este proyecto, se ha considerado un factor de no respuesta estimado en 10 %, incorporado en los cálculos de tamaño muestral y expansión	Capacitar adecuadamente al personal de campo (encuestadores y supervisores)	Se implementa jornada de capacitación, a cargo del profesional procesos industriales a todos los encuestadores: para residencial y para no residencial. La capacitación queda grabada para consulta periódica de los encuestadores
		Incentivar la calidad del trabajo mediante estímulos asociados a tasas de respuesta,	El pago a encuestadores se realiza por cada encuesta entregada a satisfacción, luego de aprobación del profesional de procesos industriales y/o profesional de logística del equipo consultor.
		Informar a los encuestados sobre la utilidad y beneficios derivados del estudio.	En proceso de capacitación se incluye: *Plan de Abastecimiento Gas Natural. *Noticias seleccionadas sobre el tema. *Video o documento corto sobre el racionamiento de gas natural.
		implementar mecanismos de monitoreo en tiempo real durante la recolección.	Se diseña e implementa revisión cotidiana del avance de encuestas a cargo de un profesional.
Valoración contingente	Paso 7. Realización de las entrevistas	Ejecutar las encuestas, preferiblemente con encuestadores profesionales.	Se define perfil de encuestadores
	Variables en método de valoración contingente	Tener en cuenta las características individuales de los usuarios, socioeconómicas, geográficas, entre otras.	En formulario se consulta características individuales de los usuarios, socioeconómicas, geográficas, entre otras
Desgaste importante de la fuente.	Pérdida de calidad, confiabilidad o representatividad de la información proveniente de la fuente de datos.	Evitar: Fatiga del encuestado:, respuesta parcial, Erosión de la disposición a colaborar, Sesgos de memoria o de sinceridad	Piloto encuestas residenciales. Piloto encuesta no residenciales. Evitar ambigüedades en formulario (a veces o regultar)

Fuente: Elaboración propia

5.3 Formulario de encuesta y estructura base de datos

5.3.1 Formulario residenciales

Fecha de revisión: 21/10/2025

Encuesta Residencial – Costo de Racionamiento de Gas Natural

Esta encuesta tiene como objetivo estimar los costos asociados al racionamiento de gas natural en el sector residencial. La información será tratada con fines exclusivamente estadísticos, preservando la confidencialidad de cada hogar participante.

Consentimiento Informado

Autoriza al Consorcio METGAS para el tratamiento de la información suministrada, la cual será utilizada únicamente con fines académicos, estadísticos y de investigación en el marco del estudio sobre los costos de racionamiento de gas natural garantizando la confidencialidad, de acuerdo con la normatividad vigente (Ley 1581 de 2012, el Decreto 1377 de 2013 y la política de Protección de Datos de La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME.
https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/tratamiento-datos-personales.aspx

1 ☐ Sí 2 ☐ No (Agradezca y termine)

Firma: _____ Fecha: día___ / mes___ / 2025

01. Datos Generales

Identificación del hogar

1. Nombre del/la jefe(a) del hogar _____
2. Número de documento del encuestado (CC) _____

Caracterización socioeconómica

3. Ocupación del/la jefe(a) del hogar _____
   a) Trabajando 1 Pase a P3a
   b) Buscando trabajo (Pase a P5)
   c) Estudiando (Pase a P5)
   d) Oficios del hogar (Pase a P5)
   e) Incapacitado permanente para trabajar (Pase a P5)
   f) Otra actividad, ¿cuál? (Pase a P5)

4. En este trabajo la ocupación del/la jefe(a) es:
   a) Obrero o empleado de empresa particular
   b) Obrero o empleado del gobierno
   c) Empleado doméstico
   d) Profesional independiente
   e) Trabajador independiente o por cuenta propia
   f) Patrón o empleador
   g) Trabajador de finca, tierra o parcela
   h) Trabajador sin remuneración

i) Ayudante sin remuneración (hijo o familiar de empleados del servicio doméstico, mayordomos, jornaleros, etc.
j) Jornalero o peón

5. Estrato socioeconómico que registra el recibo de gas natural que llega a su hogar. (Registrado en el recibo de gas natural)

☐ 1
☐ 2
☐ 3
☐ 4
☐ 5
☐ 6

Ubicación de la vivienda

6. Departamento _____ (Incluir lista según muestra seleccionada)
7. Ciudad o municipio _____ (Incluir lista según muestra seleccionada)
8. Dirección de residencia _____

Composición del hogar

9. Número de personas que residen habitualmente en el hogar _____

Gestión del servicio

10. Nombre del responsable de gestionar temas técnicos de servicios públicos en la vivienda _____
11. Contacto del responsable (Teléfono/Correo) _____

Tenencia de la vivienda

12. La vivienda es:

☐ 1 Propia
☐ 2 Arrendada
☐ 3 Usufructo
☐ 4 Otra

Ingresos

13. Ingresos totales del Hogar (corresponde a la suma de los ingresos de cada uno de los miembros que aportan en el hogar)

☐ Menos de 1 SMLV (1.423.500)
☐ Entre 1 – 2 SMLV (1.423.501 y 2.847.000)
☐ Entre 2 - 3 SMLV (2.847.001 y 4.270.500)
☐ Entre 4 - 5 SMLV (4.270.501 y 5.694.000)
☐ Más de 5 SMLV (5.694.001)

☐ No sabe/No Responde

02. Infraestructura y Consumo de Gas Natural

Medición y registro

14. ¿Cuenta con medidor de gas en la vivienda?

☐ Sí
☐ No

Suministro de gas natural

15. ¿Cuál es la empresa comercializadora/distribuidora de GN de su vivienda?

Empresa	Región aproximada
1) Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.	Manizales y municipios cercanos
2) Gases de Occidente S.A. E.S.P.	Suroccidente colombiano
3) Gases del Caribe S.A. E.S.P.	Región Caribe
4) Gases del Cusiana (CusianaGas)	Casanare
5) Gases del Quindío S.A. E.S.P.	Quindío
6) GasNacer (Gas Natural del Cesar)	Santander
7) Llanogas	Llanos Orientales
8) Madigas	Soluciones regionales (varías zonas)
9) MetroGas	Otras regiones según Naturgas
10) Gases del Oriente	Región Oriente
11) Surtigas	Caribe, Bolívar, Córdoba, Sucre, Antioquia
12) Efigas	(Cobertura regional)
13) Vanti S.A. E.S.P.	Bogotá D.C.

Tarifa y subsidios

Por favor responda las siguientes preguntas según la información registrada en la factura de gas natural de su vivienda.
(COP = peso colombiano | m³ = metro cúbico)

16. Gasto mensual promedio en gas natural (COP) _____
17. Tarifa total del servicio de GN (COP/m³) _____
18. Tarifa de suministro (COP/m³) _____
19. Tarifa de transporte (COP/m³) _____
20. Tarifa de distribución (COP/m³) _____
21. Tarifa de comercialización (COP/m³) _____
22. Otros cargos (COP/m³) _____
23. Subsidio o contribución aplicada al servicio (COP y %) _____
24. Adjunte o muestre una fotografía legible de la factura de gas natural más reciente.

Consumo histórico

25. Consumo mensual promedio de gas natural (m³) _____

26. Consumo por día de gas natural (Puede ser obtenido dividendo la P25 en 30 días) (m^3)
    _____

27. Registre el consumo de gas natural de los últimos seis meses en (m^3) (6 últimos meses)
    _____

28. ¿Cuánto representa en porcentaje (%) el costo de su factura de gas natural respecto a los ingresos totales del hogar?

☐ Menos del 5%
☐ entre el 5% y menos del 10%
☐ entre el 11% y 25%
☐ Más del 25%
☐ No sabe/No Responde

Aplicaciones residenciales del gas natural

En esta parte queremos conocer para qué usos se utiliza el gas natural en su hogar y cuánto tiempo lo emplea diariamente en cada uno.
Por favor responda las siguientes preguntas marcando "Sí" o "No" según corresponda.

29. ¿En su hogar el gas natural se utiliza para cocinar?
    ☐ Sí
    ☐ No
30. ¿En su hogar el gas natural se utiliza para calentar el agua (ducha, lavaplatos, etc.)?
    ☐ Sí
    ☐ No
31. ¿En su hogar el gas natural se utiliza para calefacción o climatización de espacios?
    ☐ Sí
    ☐ No
32. ¿En su hogar el gas natural se utiliza para el secado de ropa?
    ☐ Sí
    ☐ No
33. ¿En su hogar el gas natural se utiliza para alguna **otra aplicación** (por ejemplo, horno, parrilla o calentador auxiliar)?
    ☐ Sí
    ☐ No

Si responde "Sí", especifique cuál: _____

34. De acuerdo con los **usos que haya marcado como "Sí"** en las preguntas anteriores, indique **cuántas horas al día** utiliza gas natural en cada aplicación.
(El programador solo mostrará las opciones seleccionadas en P29 a P33).

Aplicación del gas natural	**Horas de uso diario (promedio)**
Cocción de alimentos	_____ horas/día

Calentamiento de agua	_____ horas/día
Calefacción o climatización	_____ horas/día
Secado de ropa	_____ horas/día
Otras aplicaciones (especifique)	_____ horas/día

Equipos y procesos

35. En esta sección, indique cuáles equipos o artefactos del hogar utilizan gas natural.

Marque "Sí" si el equipo está presente o se usa en su vivienda, y "No" si no lo utiliza.

Categoría de uso	**Equipo o artefacto**	**Sí (1)**	**No (2)**
Cocina y alimentos	Estufa a gas natural	☐	☐
	Horno a gas natural	☐	☐
	Parrilla o barbacoa a gas natural	☐	☐
Calentamiento de agua	Calentador de paso a gas natural	☐	☐
	Calentador de piscina o jacuzzi a gas natural	☐	☐
Confort térmico	Chimenea a gas natural	☐	☐
	Estufa de ambiente o calefactor a gas natural	☐	☐
Lavandería	Secadora de ropa a gas natural	☐	☐
Otros usos	Generador de emergencia a gas natural	☐	☐
	Faroles o calefactores de terraza a gas natural	☐	☐
	Otro (especifique): _____	☐	☐

Patrón de uso

36. ¿En su hogar varía el consumo de gas natural entre semana y fines de semana?

☐ Sí
☐ No (Pase a P38)

37. Indique los días de la semana en los que su hogar usa con mayor frecuencia el gas natural, principalmente para actividades como cocción o ducha.)

☐ De lunes a viernes
☐ Durante los fines de semana
☐ Todos los días por igual
☐ Sin patrón definido

Satisfacción

En una escala de 1 a 4, donde:
1 = Muy insatisfecho | 2 = Insatisfecho | 3 = Satisfecho | 4 = Muy satisfecho,
indique qué tan satisfecho se siente con los siguientes aspectos del servicio de gas natural que recibe en su hogar.
Si no tiene una opinión o no ha experimentado ese servicio, marque "No sabe / No responde".

Aspecto evaluado	1-Muy insatisfecho	2-Insatisfecho	3-Satisfecho	4-Muy satisfecho	No sabe / No responde
38. Continuidad del servicio (frecuencia de cortes, disponibilidad)	☐	☐	☐	☐	☐
39. Calidad del suministro (presión, estabilidad del flujo)	☐	☐	☐	☐	☐
40. Claridad y comprensión de la factura del servicio	☐	☐	☐	☐	☐
41. Atención o soporte técnico recibido por parte del proveedor	☐	☐	☐	☐	☐
42. Precio percibido del servicio (relación costo–beneficio)	☐	☐	☐	☐	☐

03. Sustitución y resiliencia energética

En esta sección queremos saber si su hogar cuenta con alguna fuente de respaldo o sustituto para suplir el gas natural en caso de interrupción temporal del servicio.

Sustitución en el hogar

43. ¿Es posible sustituir el gas natural en las actividades del hogar?

☐ Sí
☐ No (Pase a P47)

Sustitutos

44. En caso de que no haya servicio de gas natural, indique con cuáles de las siguientes alternativas cuenta su hogar para continuar realizando actividades como cocinar o calentar agua:

☐ Electricidad (cocina o calentador eléctrico, de inducción, etc.)
☐ GLP (cilindro de gas propano o gas en pipeta)
☐ Carbón o leña
☐ Otro (especifique): _____
☐ No cuenta con sustitutos
☐ No sabe / No responde

45. Si seleccionó alguna alternativa en la pregunta anterior, complete la siguiente tabla con la información disponible:

Tipo de sustituto	Tamaño / capacidad	Costo aproximado (COP)	Duración estimada de uso
Balón de GLP (gas propano)	_____	_____	_____
Cocina eléctrica o de inducción	_____	_____	_____
Calentador eléctrico de agua	_____	_____	_____
Carbón / leña	_____	_____	_____
Otro (especifique): _____	_____	_____	_____

Gestión

46. Cuando en su vivienda se presenta un corte o una emergencia relacionada con el suministro de gas natural, ¿quién es la persona responsable de gestionar la situación?

☐ Usted mismo(a)
☐ Otro miembro de la familia
☐ Propietario/a de la Vivienda

5.3.2 ☐ Arrendador/a

☐ Administración del conjunto residencial / edificio
☐ Empresa distribuidora de gas natural
☐ No hay persona responsable

Equipos sustitutos

47. ¿En caso de corte de servicios de gas natural, con que electrodomésticos podría sustituir la actividad ? (lista / identificación)

Uso en el hogar	Equipo a gas natural	Sustituto eléctrico	Si	NO
Cocinar	Estufa de gas	Estufa eléctrica / Estufa de inducción		
Hornear	Horno a gas	Horno eléctrico / Air fryer / Horno tostador eléctrico		
Parrilladas / Asados	Parrilla o asador a gas	Asador eléctrico / Parrilla eléctrica		
Cocción a presión	Olla a presión en estufa de gas	Olla a presión eléctrica (multicooker, Instant Pot)		
Cocción lenta	Olla sobre estufa de gas	Olla de cocción lenta eléctrica (slow cooker)		
Preparación de arroz	Olla sobre estufa de gas	Olla arrocera eléctrica		
Calentar agua	Calentador a gas (instantáneo o tanque)	Calentador eléctrico (de paso o acumulación) / Ducha eléctrica		
Calefacción	Calefactor a gas	Radiador eléctrico / Estufa eléctrica / Panel infrarrojo / Aire acondicionado con bomba de calor		

Secado de ropa	Secadora a gas	Secadora eléctrica (resistencia o bomba de calor)		
Chimenea decorativa	Chimenea a gas	Chimenea eléctrica		

Restricciones

48. En caso de que su hogar utilice uno o más sustitutos del gas natural, indique qué dificultades enfrentaría para abastecerse o utilizarlos durante un racionamiento.
    Si tiene más de un sustituto, complételo en filas separadas y, dentro de cada fila, ordene las dificultades del 1 al 6, donde:
    1= la más importante y 6 = la menos importante.
    (Si alguna dificultad no aplica, deje el espacio en blanco.)

Sustituto	Precio	Disponibilidad	Transporte / recarga	Seguridad (fugas, incendios)	Ambientales (humo, residuos)	Infraestructura (instalación, espacio)
1. _____	___	___	___	___	___	___
2. _____	___	___	___	___	___	___
3.	___	___	___	___	___	___

04. Perjuicios por racionamiento

En esta sección se busca identificar **cómo se vería afectado su hogar ante distintos escenarios de racionamiento del servicio de gas natural.**
Se consideran tres niveles de duración:

- **Baja duración:** 1 día.
- **Media duración:** 1 semana.
- **Alta duración:** 1 mes.

Para cada caso, indique **cómo afectaría las actividades del hogar que usan gas natural**, las **alternativas o sustitutos** que utilizaría y el **costo aproximado** que implicaría cada escenario.

Instrucción para el encuestador

Cómo aplicar esta sección:

- Lea los tres escenarios al encuestado (1 día, 1 semana, 1 mes).
- Registre en cada fila el tipo de uso, sustituto empleado y costo estimado.
- Si el hogar tiene varios sustitutos (GLP, electricidad, carbón, etc.), escríbalos separados por coma.
- Si la actividad no aplica, deje la celda vacía o marque “N/A”.

49. En caso de presentarse un racionamiento del servicio de gas natural, ¿qué actividades de su hogar se verían afectadas, qué alternativa o sustituto utilizaría y cuál sería el costo aproximado en cada uno de los siguientes escenarios de duración?

Tipo de uso del gas natural en el hogar	¿La actividad se ve afectada por falta de gas natural?	Alternativa o sustituto utilizado	Costo estimado ante racionamiento de baja duración (1 día)	Costo estimado ante racionamiento de media duración (1 semana)	Costo estimado ante racionamiento de alta duración (1 mes)
Preparación de alimentos (cocción, horneo, asados)	☐ Sí ☐ No	Cocina eléctrica, GLP, comprar comida preparada			
Agua caliente sanitaria (ducha, lavado, jacuzzi)	☐ Sí ☐ No	Calentador eléctrico, agua fría, duchas externas			
Confort térmico (calefacción, chimenea)	☐ Sí ☐ No	Calefactor eléctrico, cobija térmica			
Lavado y secado de ropa	☐ Sí ☐ No	Secadora eléctrica, tendedero, lavandería externa			
Otros usos residenciales (hornos, faroles, generadores, etc.)	☐ Sí ☐ No	Electricidad, carbón, GLP			

05. Historial de interrupciones

50. ¿Se presentaron interrupciones o racionamientos en el suministro de gas natural durante los últimos cinco años?

☐ Sí
☐ No *(Si responde "No", pase a la pregunta 55)*

51. En caso afirmativo, indique cuántos eventos se registraron en el año.

☐ Sí
☐ No

52. Señale la duración promedio de cada evento de interrupción (en horas).

53. Durante el último racionamiento de gas natural, ¿su hogar tuvo que asumir gastos adicionales por usar otras alternativas?
(Por ejemplo: cocinar con energía eléctrica, comprar alimentos preparados, calentar agua con energía eléctrica o usar cilindros de gas propano, entre otros). Valor aproximado (COP): _____

Registro de gastos

54. ¿Recibió aviso previo por parte de su proveedor de gas natural antes del racionamiento?

☐ Siempre
☐ A veces
☐ Nunca

55. En caso de presentarse un desabastecimiento de gas natural superior a 24 horas, ¿cómo evaluaría el impacto sobre las actividades de su hogar?

☐ Ningún impacto (las actividades pueden continuar sin mayores cambios)
☐ Impacto bajo (se generan incomodidades leves, pero hay sustitutos disponibles)
☐ Impacto moderado (se interrumpen varias actividades y requiere gastos adicionales)
☐ Impacto alto (afecta la mayoría de las actividades y aumenta el gasto del hogar)
☐ Impacto muy alto (interrupción crítica: el hogar no puede funcionar adecuadamente sin el servicio)

56. ¿Existe algún plan o práctica en el hogar para afrontar cortes o racionamientos del servicio de gas natural?

☐ Sí
☐ No

57. ¿Prefiere ser racionado en gas natural que en electricidad?

☐ Sí
☐ No

06. Disponibilidad a Pagar

En esta parte de la encuesta queremos conocer su opinión sobre la **importancia de mantener la continuidad del servicio de gas natural en los hogares.**

En los últimos dos años, los precios del gas natural han presentado **variaciones significativas**, que en algunos casos han superado el **35–40 % del valor de la tarifa residencial.**

Ahora, le pedimos que imagine una situación hipotética en la que existe la posibilidad de **comprar un ticket (boleto o cupón de "no racionamiento")** para evitar quedarse sin suministro de gas natural durante ciertos periodos de racionamiento.

Este ticket tendría un **valor adicional** sobre el monto que normalmente paga en su factura mensual.

- Si usted **paga el ticket**, su hogar recibiría el suministro de gas natural con normalidad, conforme al servicio contratado con su proveedor.
- Si usted **no lo paga**, su hogar sería incluido en el racionamiento durante ese periodo y tendría que asumir las consecuencias de no disponer del servicio (por ejemplo, no poder cocinar o calentar agua).

En esta sección queremos conocer si su hogar **estaría dispuesto a pagar un valor adicional** para evitar un racionamiento del servicio de gas natural.

Se plantean **tres posibles escenarios de duración del racionamiento:**

- Baja duración: 1 día.
- Media duración: 1 semana.
- Alta duración: 1 mes.

Por favor responda considerando la **experiencia, hábitos de consumo y capacidad económica de su hogar.**

Instrucción para el encuestador (aplica para los tres escenarios residenciales)

Cómo formular esta pregunta:

1. **Antes de iniciar**, lea en voz alta el contexto correspondiente a cada escenario de racionamiento (**1 día, 1 semana y 1 mes**) para asegurar que el encuestado comprenda la situación hipotética.
2. **Aclare** que se trata de un **mecanismo hipotético y voluntario**, similar a un *seguro o bono*, que permitiría mantener el servicio de gas natural sin interrupciones durante un periodo de racionamiento.
3. **Presente los valores en orden descendente**, empezando por el **200000 COP adicional** del valor mensual de la factura y avanzando hacia los valores más bajos (**120000 COP, 80000 COP, 40000 COP, 20000 COP, 12000 COP, 4000 COP**).
4. **Formule la pregunta de la siguiente manera:**

"¿Estaría usted dispuesto(a) a pagar **[valor] adicional** sobre el valor de su factura mensual de gas natural para evitar un racionamiento de **[duración correspondiente]**?"

5. Si la respuesta es **"No"**, continúe con el siguiente valor inferior.
6. **Deténgase** en el primer valor donde la respuesta sea **"Sí"**. Registre ese porcentaje como la **disposición a pagar (WTP)** y pase al siguiente escenario.
7. Si el encuestado responde **"No" a todos los valores**, registre que **no estaría dispuesto(a) a pagar ningún monto adicional.**

Valoración contingente (CVM)

58. Si llegara a presentarse un racionamiento del gas natural, ¿usted estaría dispuesto(a) a pagar un valor adicional en su factura, como una especie de seguro, para asegurarse de que su hogar no se quede sin el servicio?

☐ Sí
☐ No

59. Suponga que su hogar pudiera pagar un valor adicional en la factura del gas natural para evitar quedarse sin servicio durante un racionamiento de 1 día. ¿Estaría dispuesto(a) a hacerlo?

☐ Sí
☐ No (Pase a P61)

Si su respuesta es sí: indique el valor que estaría dispuesto(a) a pagar como bono para no ser racionado.

Valor adicional sobre factura	**Sí**	**No**
200000 COP	☐	☐
120000 COP	☐	☐
80000 COP	☐	☐
40000 COP	☐	☐
20000 COP	☐	☐
12000 COP	☐	☐
4000 COP	☐	☐
No pagaría nada adicional	☐	☐

60. Ahora imagine que el racionamiento del servicio dura 1 semana completa. ¿Estaría dispuesto(a) a pagar alguno de los siguientes porcentajes adicionales sobre el valor mensual de su factura para evitar un racionamiento de gas natural de **media duración (**1 semana) ?

☐ Sí
☐ No (Pase a P62)

Si su respuesta es sí: indique el porcentaje máximo de la factura que estaría dispuesto(a) a pagar como bono para no ser racionado.

Valor adicional sobre factura	**Sí**	**No**
200000 COP	☐	☐
120000 COP	☐	☐

80000 COP	☐	☐
40000 COP	☐	☐
20000 COP	☐	☐
12000 COP	☐	☐
4000 COP	☐	☐
No pagaría nada adicional	☐	☐

61. Finalmente, suponga que el racionamiento del servicio dura 1 mes completo. ¿Estaría dispuesto(a) a pagar alguno de los siguientes porcentajes adicionales sobre el valor mensual de su factura para evitar un racionamiento de gas natural de alta duración?

☐ Sí
☐ No (Pase a 63)

Si su respuesta es sí: indique el porcentaje máximo de la factura que estaría dispuesto(a) a pagar como bono para no ser racionado.

Valor adicional sobre factura	**Sí**	**No**
200000 COP	☐	☐
120000 COP	☐	☐
80000 COP	☐	☐
40000 COP	☐	☐
20000 COP	☐	☐
12000 COP	☐	☐
4000 COP	☐	☐
No pagaría nada adicional	☐	☐

Si la respuesta es no (ESTA PREGUNTA APLICARÍA SI EL ENCUESTADO RESPONDE NO EN P58, P59, P60, P61)

62. ¿Podría indicarme la razón principal por la cual no estaría dispuesto(a) a pagar nada adicional para evitar el racionamiento?

63. ¿Es usted consciente de que, en un escenario de racionamiento, si otra residencia está dispuesta a pagar más por el gas natural, esta podría recibir el servicio y su hogar no?

☐ Sí
☐ No

07. Disponibilidad a Ser Compensado – Ticket de Racionamiento

Queremos conocer su opinión sobre la **importancia de recibir una compensación en caso de racionamiento del servicio de gas natural en el sector residencial**.
Ahora, suponga que **usted experimenta un racionamiento de gas natural** durante un periodo de:

- **Baja duración**
- **Media duración**
- **Alta Duración**

En este escenario, usted tendría derecho a recibir una **compensación económica** por el tiempo que estuvo sin servicio de gas natural.

- Si usted **acepta la compensación**, se le entregará un valor adicional (en dinero o descuento en la factura) por haber sido racionado.
- Si usted **no la acepta**, no recibiría compensación alguna.

Instrucción para el encuestador (aplica para los tres escenarios residenciales – disposición a ser compensado)

Cómo formular esta pregunta:

1. **Contextualización del escenario:**
   Antes de iniciar, lea en voz alta el contexto correspondiente a cada escenario de racionamiento (**1 día, 1 semana y 1 mes**) para asegurar que el encuestado **comprenda que se trata de una situación hipotética** en la que el hogar **recibiría una compensación económica** por permanecer sin servicio de gas natural.
2. **Explicación del mecanismo:**
   Aclare que este ejercicio plantea un **mecanismo de compensación hipotético**, donde el proveedor o el sistema energético **pagaría un valor adicional o aplicaría un descuento en la factura** como compensación por el tiempo sin servicio.
3. **Presentación de los valores:**
   Presente los valores **en orden ascendente**, comenzando con **4.000 COP** y avanzando progresivamente hacia los valores más altos (**12.000 COP, 20.000 COP, 40.000 COP, 80.000 COP, 120.000 COP, 200.000 COP**).
4. **Forma de lectura de la pregunta:**
   Formule la pregunta de la siguiente manera:

"¿Consideraría suficiente una **compensación de [valor] pesos** por haber estado sin servicio de gas natural durante [duración correspondiente]?"

5. **Secuencia de valores:**
   Si la respuesta es **"No"**, avance al siguiente valor **superior** y repita la pregunta.
6. **Registro de la disposición a ser compensado:**
   Deténgase en el **primer valor en que el encuestado responda "Sí"**.
   Registre ese monto como la **disposición mínima a ser compensado (WTA)** para ese escenario y avance al siguiente.
7. **Sin disposición a aceptar compensación:**
   Si el encuestado responde **"No" a todos los valores**, registre que **no considera suficiente ninguna de las compensaciones propuestas**.

64. ¿usted estaría dispuesto(a) a ser compensado por asumir el racionamiento de gas natural de baja duración ?

☐ Sí
☐ No
Si su respuesta es sí,
Indique el valor con el que estaría satisfecho al ser compensado:

Valor adicional para compensar sobre factura	**Sí**	**No**
200000 COP	☐	☐
120000 COP	☐	☐
80000 COP	☐	☐
40000 COP	☐	☐
20000 COP	☐	☐
12000 COP	☐	☐
4000 COP	☐	☐
No estaría dispuesto a ser compensado	☐	☐

65. ¿usted estaría dispuesto(a) a ser compensado por asumir el racionamiento de gas natural de media duración ?

☐ Sí
☐ No
Si su respuesta es sí,
Indique el valor con el que estaría satisfecho al ser compensado:

Valor adicional para compensar sobre factura	**Sí**	**No**
200000 COP	☐	☐
120000 COP	☐	☐
80000 COP	☐	☐
40000 COP	☐	☐
20000 COP	☐	☐
12000 COP	☐	☐
4000 COP	☐	☐
No estaría dispuesto a ser compensado	☐	☐

66. ¿usted estaría dispuesto(a) a ser compensado por asumir el racionamiento de gas natural de larga duración ?

☐ Sí
☐ No

Si su respuesta es sí,
Indique el valor con el que estaría satisfecho al ser compensado:

Valor adicional para compensar sobre factura	**Sí**	**No**
200000 COP	☐	☐
120000 COP	☐	☐
80000 COP	☐	☐
40000 COP	☐	☐
20000 COP	☐	☐
12000 COP	☐	☐
4000 COP	☐	☐
No estaría dispuesto a ser compensado	☐	☐

67. En caso de que no se logre concluir el cuestionario, ¿hasta qué pregunta se identificó un deterioro importante en la calidad de la información de la fuente? (ESTO SOLO SE PUEDE EVALUAR EN UN PILOTO. EN CAMPO UN CUESTIONARIO SIN TERMINAR SERÍA NO VALIDO)

5.3.3 Formulario no residenciales

Fecha de revisión: 20/10/2025
Encuesta No Residencial – Costo de Racionamiento de Gas Natural
Esta encuesta tiene como objetivo estimar los costos asociados al racionamiento de gas natural en el sector No Residencial. La información será tratada con fines exclusivamente estadísticos, preservando la confidencialidad de cada empresa participante.
Consentimiento Informado
Autoriza al Consorcio METGAS para el tratamiento de la información suministrada, la cual será utilizada únicamente con fines académicos, estadísticos y de investigación en el marco del estudio sobre los costos de racionamiento de gas natural garantizando la confidencialidad, de acuerdo con la normatividad vigente (Ley 1581 de 2012, el Decreto 1377 de 2013 y la política de Protección de Datos de La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME.
https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/tratamiento-datos-personales.aspx

1 ☐ Sí 2 ☐ No (Agradezca y termine)

Firma: _____ Fecha: ___ / ___ / _____
01. Datos Generales
Identificación
1. Razón social _____
2. NIT _____
3. Actividad económica (CIIU) _____
Tamaño
4. Tamaño de la empresa
☐ Pequeña
☐ Mediana
☐ Grande
Ubicación
5. Departamento _____
6. Ciudad o municipio _____
7. Dirección de operación principal _____
Personal
8. Número total de empleados _____
Gestión energética
9. Nombre de la persona responsable de los servicios de energía en la empresa _____ _____
10. Cargo y contacto del responsable de los servicios de energía en la empresa_____

Estructura corporativa
11. La empresa es filial o casa matriz
☐Filial

☐Casa matriz

Gobernanza operativa

12. ¿Dónde se toma la decisión de operación ante un corte?

☐ Sitio de consumo

☐ Sede central

☐ Otro lugar

Producción

13. Por favor indique los ingresos de operacionales registrados en 2024 (ventas asociadas con la operación). Exprese el valor en millones de pesos. $_____ (pregunta clave)

14. Tipo de producto(s) que comercializa _____

(Seleccionar tipo de productos de acuerdo con la siguiente tabla)

Código	Macro-sector económico	Tipo de producto o servicio comercializado
A	Agropecuario y pesquero	Productos agrícolas, pecuarios, forestales, pesqueros, insumos agropecuarios
B	Minero y energético	Petróleo, gas natural, carbón, minerales, energía eléctrica
C	Industrial y manufacturero	Alimentos procesados, bebidas, químicos, plásticos, textiles, metalmecánica, materiales de construcción
D	Suministro de energía y gas	Electricidad, gas natural, vapor, aire acondicionado
E	Agua y gestión ambiental	Agua potable, tratamiento de aguas residuales, manejo de residuos
F	Construcción	Obras civiles, edificaciones, infraestructura
G	Comercio y distribución	Venta mayorista y minorista de alimentos, tecnología, ropa, vehículos, combustibles
H	Transporte y almacenamiento	Servicios de transporte, carga, mensajería, logística
I	Alojamiento y servicios de comida	Hoteles, restaurantes, cafeterías, catering
J	Información y comunicaciones	Servicios TIC, internet, telefonía, software, medios
K	Actividades financieras y de seguros	Bancos, cooperativas, aseguradoras, fondos
L	Actividades inmobiliarias	Venta, arriendo y gestión de bienes inmuebles
M	Profesionales, científicas y técnicas	Consultoría, ingeniería, investigación, diseño, auditoría
N	Servicios administrativos y de apoyo	Aseo, seguridad, call centers, recursos humanos
O	Administración pública y defensa	Servicios estatales, defensa, justicia
P	Educación	Colegios, universidades, academias, formación técnica
Q	Salud humana y asistencia social	Hospitales, clínicas, farmacias, servicios sociales
R	Entretenimiento y recreación	Deportes, arte, espectáculos, eventos
S	Otros servicios	Servicios personales, asociaciones, funerarias, religiosos
T	Hogares como empleadores	Servicios domésticos, jardinería, cocina, cuidado infantil
U	Organizaciones extraterritoriales	Embajadas, organismos internacionales

Costos de operación

15. ¿Cuál es el costo promedio de operación de la planta por hora, considerando los consumos energéticos, mano de obra y demás costos asociados al proceso?
(Especifique el valor en COP/hora.) _____

02. Costos y consumo de Gas natural

Acceso al servicio de gas natural

16. ¿Qué equipos o infraestructura le entrega su proveedor de GN? (medidores, reguladores, estaciones, etc.) (Selección múltiple)

☐ Red de distribución domiciliaria (acometida y tubería interna)

☐ Medidor de gas natural

☐ Regulador de presión

☐ Válvula de corte principal

☐ Estación de Regulación y Medición (ERM)

☐ Otro (especificar) _____

(añadir registro fotográfico de equipos relacionados con suministro de gas)

Contrato y facturación

17. ¿Qué tipo de usuario de Gas Natural es la empresa?

☐ Regulado (Pase a P21)

☐ No regulado

18. Si NO es REGULADO, indique la modalidad de contratación de Gas Natural que tiene la empresa (Respuesta única)

☐ Contrato de suministro con firmeza condicionada (CFC)

☐ Contrato de suministro con interrupciones (CI)

☐ Contrato de suministro de contingencia (CSC)

☐ Contrato de suministro de opción de compra de gas (OCG)

☐ Contrato de suministro de opción de compra de gas contra exportaciones (OCGX)

☐ Contrato de suministro de Punto de Transferencia de la Demanda en Ventas (PTDV) en Pruebas

☐ Contrato firme con pago mínimo del 80% (CF80)

☐ Contrato firme con pago mínimo del 95% (CF95)

☐ Contrato firme o que garantiza firmeza (CF)

☐ Contrato Firme sujeto a Condiciones

☐ Contrato Mixto

19. ¿Cuál de estas opciones refleja mejor la modalidad de contratación de suministro de gas natural de su empresa? (Respuesta única)

☐ El suministro de gas natural es atendido como usuario final por un agente que agrega en la tarifa todos los componentes

☐ Su compañía tranza directamente compras en mercado primario

☐ Su compañía tranza directamente compras en mercado secundario

20. ¿Con qué frecuencia le facturan el gas natural a la empresa?
☐ Mensual
☐ Otro, ¿Cuál?

21. ¿Cuál es la Empresa proveedora de gas natural? _____
(Seleccionar según la lista)

list_name name label
proveedor_gasgases_del_caribe Gases del Caribe S.A. E.S.P.
proveedor_gassurtigas Surtigas S.A. E.S.P.
proveedor_gasgases_del_oriente Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.
proveedor_gasvanti Vanti S.A. E.S.P.
proveedor_gasefigas Efigas S.A. E.S.P.
proveedor_gasgases_de_occidente Gases de Occidente S.A. E.S.P.
proveedor_gasalcanos Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.
proveedor_gasllanogas Llanogas S.A. E.S.P.
proveedor_gasepm Empresas Públicas de Medellín (EPM)
proveedor_gaspromigas Promigas S.A. E.S.P.
proveedor_gastgi TGI S.A. E.S.P.
proveedor_gasotra Otra (especifique)

Prioridad de suministro
22. ¿Cómo se clasifica la demanda de gas natural de la empresa según su tipo y prioridad de atención? (Respuesta única)
☐ Esencial
☐ No esencial con contratos vigentes
☐ Exportaciones en firme
Tarifa y subsidios
Se solicita adjuntar el último recibo de facturación del servicio de gas natural.
A continuación, registre los valores tarifarios vigentes según el recibo (en COP/m³).

23. Tarifa total del servicio (COP/m³): _____
24. Componente de suministro o generación (COP/m³): _____
25. Componente de transporte (COP/m³): _____
26. Componente de distribución (COP/m³): _____
27. Componente de comercialización (COP/m³): _____
28. Otros cargos asociados (COP/m³): _____
29. Subsidio o contribución aplicada al servicio (indique valor en COP y porcentaje): _____
Costo del gas natural en empresa
30. ¿Cuál fue el costo total anual del consumo de gas natural – Año 2024 (COP) en la empresa?
Registre el valor total estimado correspondiente al gasto en gas natural durante el año 2024.

(Puede obtenerse a partir del gasto mensual promedio multiplicado por 12 o con base en los registros reales de facturación del año.)

31. ¿Qué porcentaje representa el gasto en gas natural frente al costo total de operación o al valor de las ventas mensuales de la empresa? (Respuesta única)

☐ Menos del 5%

☐ entre el 5% y 10%

☐ entre el 11% y 25%

☐ Más del 25%

☐ No sabe/No Responde

32. Consumo y gasto mensual de gas natural (m^3 y COP)

(Indique el mes correspondiente, el consumo de gas natural (m^3/mes) y el gasto mensual (COP), con base en la facturación reciente o registros internos, diferenciando las condiciones de demanda.)

Condición de demanda	Mes correspondiente (Desplegable)	Consumo mensual (m^3/mes)	Gasto mensual (COP)	Condición productiva (Desplegable)
Alta demanda	[Mes]	[Campo numérico]	[Campo numérico]	[Alta / Baja producción]
Baja demanda	[Mes]	[Campo numérico]	[Campo numérico]	[Alta / Baja producción]
Demanda promedio	[Mes]	[Campo numérico]	[Campo numérico]	[Alta / Baja producción]

list_name	name	label
condicion_productiva	alta_prod	Alta producción
condicion_productiva	baja_prod	Baja producción
condicion_productiva	normal	Operación normal
condicion_productiva	parada_prog	Parada programada
condicion_productiva	parada_no_prog	Parada no programada
condicion_productiva	temporada_alta	Temporada alta
condicion_productiva	temporada_baja	Temporada baja
condicion_productiva	mantenimiento	Mantenimiento
condicion_productiva	emergencia	Emergencia o contingencia
condicion_productiva	modernizacion	En modernización / mejora

Consumo de gas natural

33. ¿Cuál ha sido el consumo histórico anual de gas natural en la empresa para los siguientes años?:

(Registre el volumen consumido (m^3/año) para los últimos tres años o el periodo disponible.)

Año	Consumo (m^3/año)
2022	
2023	
2024	

34. ¿Cuál es el consumo promedio diario (m^3/día) de gas natural en la empresa?:
(Este valor puede estimarse a partir del consumo de m3 mensual promedio dividido entre 30 días).

35. Consumo diario de gas natural a plena capacidad de producción (m^3/día):
Indique el volumen diario de gas natural consumido (m^3/día) cuando la planta opera a su capacidad máxima o plena carga.

36. Consumo diario de gas natural a capacidad mínima operativa (m^3/día):
Indique el volumen diario (m^3/día) de gas natural consumido (m^3/día) cuando la planta opera al nivel mínimo requerido para mantener su funcionamiento.
Perfil de carga
37. ¿En qué días se presenta el mayor consumo (m^3) de gas natural en la empresa?

☐ Lunes a viernes (Pase a P41)
☐ Fines de semana (Pase a P41)
☐ Sin patrón definido
☐ Consumo constante (Pase a P41)

38. Horarios y días de operación.
Indique los periodos de funcionamiento de la planta según día y turno.

Día de la semana	Horario de inicio	Horario de cierre
Lunes a viernes		
Sábado		
Domingo		

39. Indique el número promedio de horas efectivas de operación de la planta en un periodo típico (sin contar mantenimientos ni paradas no programadas). (Expresar en día, mes, hora).

Periodo de referencia	Horas efectivas de operación
Diario (h/día)	___
Mensual (h/mes)	___
Anual (h/año)	___

40. Indique el porcentaje de disponibilidad anual de la planta, considerando mantenimientos programados, fallas, paradas operativas o eventos de racionamiento energético.

Indicador	Valor estimado (%)
Disponibilidad técnica anual	___ %

41. Seleccione los principales factores que afectan la disponibilidad operativa de la planta.
(Selección múltiple)
☐ Mantenimientos programados
☐ Fallas o averías de equipos

☐ Limitaciones de suministro energético
☐ Falta de insumos o materias primas
☐ Restricciones de personal o turnos
☐ Paradas por demanda baja
☐ Otros (especifique): _____

42. ¿Cuenta con medición horaria o registros SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) del consumo de gas?
☐ Sí
☐ No, (Pase a P44)

43. Frecuencia de los registros (si aplica)
☐ 15 min
☐ 30 min
☐ 1 hora
☐ Tiempo real
Indicadores de desempeño especifico.
44. ¿Ha calculado Indicadores de Desempeño Energético (IDEn) relacionados al gas natural?
☐ Sí
☐ No, (Pase a P46)

45. Unidad de referencia de los Indicadores de Desempeño Energético (IDEn) (ej. m^3/tonelada)
_____

03. Procesos industriales
Flujograma de proceso
46. Elabore un diagrama de flujo que represente el proceso de consumo de gas natural en la empresa, identificando las etapas principales y los equipos que utilizan este energético.
Procesos
47. ¿Como se distribuye el consumo de gas natural (GN) entre los diferentes usos%?
(La suma de los tipos de aplicación debe ser igual a 100%)
Tipo de aplicación Qué porcentaje de GN se destina a cada uso?
1. Generación de vapor
2. Calentamiento directo
3. Insumo (materia prima)
4. Autogeneración
5. Cogeneración
6. Calentamiento de aceite térmico
Total 100%
Equipos y procesos
48. ¿Cuáles son los equipos que consumen el GN? (lista / identificación)
Proceso Equipo Capacidad del Equipo Criticidad

(añadir registro fotográfico de cada proceso)
Clasificación de la criticidad del proceso:
Indique el nivel de afectación que tendría el proceso ante una interrupción o restricción en el suministro de gas natural, utilizando la siguiente escala:

- Alta: La interrupción del suministro detiene completamente el proceso o la planta.
- Media: El proceso puede continuar operando parcialmente o durante un tiempo limitado, aunque con reducción significativa de su capacidad o eficiencia.
- Baja: El proceso puede seguir operando normalmente, con mínimas limitaciones o impacto en la producción.

Cogeneración

49. ¿La empresa cuenta con un sistema de cogeneración (producción simultánea de energía eléctrica y térmica)?

☐ Sí

☐ No, (Pase a P51)

50. En caso de que la empresa cuente con un sistema de cogeneración o autogeneración: Indique la capacidad instalada del sistema, diferenciando la potencia eléctrica (MW_e) y térmica (MW_t) disponible.

Capacidad instalada: _____ MW_e / _____ MW_t

03. Sustitución y resiliencia energética

Gestión

51. ¿Tiene capacidad técnica para reaccionar ante cortes de GN?

☐ Sí

☐ No

52. Cuando en su empresa se presenta un corte o una emergencia relacionada con el suministro de gas natural, ¿qué área o persona es responsable de gestionar la situación?

☐ Gerencia general

☐ Área de mantenimiento

☐ Área de producción / operaciones

☐ Coordinador o responsable de energía

☐ Contratista externo / empresa proveedora de servicios

☐ Otro (especificar) _____

Procesos afectados

53. ¿Después de cuánto tiempo de racionamiento de gas natural la operación de la empresa se vería afectada de manera crítica?

☐ Menos de 1 hora

☐ Entre 1 y 6 horas

☐ Entre 7 y 12 horas

☐ Entre 13 y 24 horas

☐ Más de 24 horas

☐ Otro (especificar) _____

Eventos críticos

54. En caso de presentarse una interrupción total en el suministro de gas natural:
Indique el tiempo estimado (en horas) que la empresa requiere para restablecer el suministro y reanudar completamente sus operaciones una vez superada la contingencia.
Tiempo de restablecimiento: _____ horas

Gestión de paradas

55. En caso de racionamiento de gas natural, ¿prefiere apagar la planta o solo el proceso que depende de GN?

☐ Apagar planta completa

☐ Apagar solo proceso dependiente de gas natural

☐ Otro:

Sustitutos

Viabilidad técnica

56. ¿En su proceso tiene la posibilidad de sustituir el gas natural por algún combustible o producto alternativo?

☐ Sí, actualmente utiliza un sustituto energético

☐ No, pero lo ha considerado como alternativa (Pase a P70)

☐ No aplica / No utiliza sustitutos energéticos (Pase a P70)

57. ¿Cuáles de los siguientes energéticos utiliza como sustituto al gas natural? (seleccione los que apliquen):

☐ Gasolina

☐ ACPM

☐ Fuel Oil

☐ Carbón

☐ Gas Natural Comprimido

☐ Gas Natural Licuado

☐ Gas Licuado de Petróleo

☐ Electricidad

☐ Otro

Ratios y precios

58. ¿Cuál es la cantidad necesaria del sustituto energético más significativo para reemplazar 1 m^3 de gas natural?
Nota: La relación de equivalencia corresponde a la cantidad del sustituto necesaria para obtener la misma energía útil que 1 m^3 de gas natural.
Campo sugerido:
Cantidad equivalente: _____
Unidad de medida: [Desplegable: kg / litro / kWh / otro]

59. Indique el precio actual del sustituto energético al gas natural más significativo, expresado en condiciones “puesto en planta”.

Campos sugeridos:
Precio actual: _____
Unidad de medida: [Desplegable: COP/kg – COP/litro – COP/kWh – COP/tonelada – Otro]

Capacidad de sustitución
60. ¿Qué porcentaje de la capacidad total de la planta puede operar utilizando exclusivamente el sustituto energético?

61. ¿Cuáles son las principales limitaciones técnicas o productivas que enfrenta la empresa al operar con el sustituto energético? (Seleccione todas las opciones que apliquen)
☐ Incompatibilidad con los equipos o procesos existentes
☐ Baja eficiencia energética del sustituto
☐ Capacidad limitada de almacenamiento o suministro
☐ Costo elevado frente al gas natural
☐ Requiere modificaciones o mantenimiento adicional
☐ Riesgos de seguridad en el manejo o transporte
☐ Restricciones normativas o ambientales
☐ Otro (especifique): _____

Almacenamiento y reservas de sustitutos

62. ¿Dispone de almacenamiento?
☐ Sí
☐ No

63. Describa el Tipo o sistema de almacenamiento (seleccione)

Nº	Opción simplificada
1	Tanque aéreo metálico
2	Tanque subterráneo
3	Contenedor o cisterna móvil
4	Silo o tolva de almacenamiento sólido
5	Bodega o depósito cubierto
6	Baterías o almacenamiento eléctrico
7	Sin almacenamiento (suministro directo)
8	Otro (especifique)

64. ¿Cuál es la capacidad o volumen total de almacenamiento del sustituto energético? (Nota: indique el valor en litros, metros cúbicos (m^3), kilogramos u otra unidad aplicable.)

65. ¿Cuál es la capacidad o volumen de almacenamiento del sustituto energético, expresado en días de autonomía operativa?

☐ 1
☐ 2
☐ 3–5
☐ 6–10
☐ 11–20
☐ >20

(añadir registro fotográfico de equipos relacionados con sustitución de gas natural)
Restricciones.
66. En relación con el sustituto energético más significativo utilizado o considerado por la empresa, ordene de mayor a menor importancia las siguientes dificultades asociadas a su abastecimiento o uso durante eventos de racionamiento de gas natural.

Asigne un número del 1 (más importante) al 7 (menos importante) solo en las dificultades que apliquen a su empresa.

Aspecto evaluado Prioridad (1 a 7)
Precio o variación de precios ___
Disponibilidad o contratación del suministro ___
Requerimientos de infraestructura ___
Transporte o logística de suministro ___
Arranque o cambio de combustible ___
Costos de operación asociados ___
Restricciones normativas o ambientales ___

68. En un escenario de racionamiento de gas natural, indique qué porcentaje del suministro interrumpido no podría ser sustituido (lo que generaría pérdidas de producción) y qué porcentaje podría ser reemplazado por otro combustible.

Condición del suministro interrumpido Porcentaje (%)
No puede ser sustituido (pérdidas de producción) ___ %
Sustituido por otro combustible ___ %
Total 100 %

Equipos sustitutos

68. En caso de presentarse un corte en el suministro de gas natural:
Indique los procesos o equipos que podrían continuar operando mediante el uso de un combustible o fuente energética sustituta.
(Liste los procesos y especifique el tipo de sustituto empleado en cada caso.)

Proceso o equipo Tipo de sustituto energético Capacidad de operación respecto a la normal (%)

_____ _____ _____
_____ _____ _____
_____ _____ _____

69. Procesos que se detendrían totalmente ante la falta de gas natural:
Liste los procesos, equipos o líneas de producción cuya operación depende exclusivamente del suministro de gas natural y que no cuentan con alternativa energética.
Proceso o equipo Impacto operativo (Alta / Media / Baja)

_____ _____
_____ _____
_____ _____

04. Historial de interrupciones
Racionamientos anteriores
70. ¿Se presentaron interrupciones o racionamientos en el suministro de gas natural durante los últimos cinco años?
1. ☐ Sí
2. ☐ No (Pasa a P76)

71. En caso afirmativo, indique cuántos eventos se registraron en el año.

72. Señale la duración promedio de cada evento de interrupción (en horas).

73. ¿La empresa recibió aviso previo por parte del proveedor o transportador antes de la interrupción del suministro?
1. ☐ Sí
2. ☐ No

74. Describa los principales impactos que obtuvo por el desabastecimiento sobre la producción, la operación o los costos de la empresa.

75. ¿La empresa cuenta con un plan de contingencia documentado para enfrentar interrupciones o racionamientos en el suministro de gas natural?
☐ Sí
☐ No

05. Perjuicios por racionamiento
En esta sección queremos conocer cómo se vería afectada su empresa si se presentara un racionamiento en el suministro de gas natural, considerando tres posibles escenarios de duración:
- Corta duración: 1 día
- Media duración: 1 semana
- Larga duración: 1 mes

Las preguntas aplican tanto si la empresa utiliza sustitutos energéticos (como GLP, ACPM, fuel oil, electricidad, biomasa, etc.) como si no cuenta con ellos y debe reducir o detener su producción.

A continuación, se describen los tipos de perjuicio a evaluar.
Tipos de perjuicio:
a) Producción y operación: pérdida de capacidad productiva o reducción de eficiencia.
b) Incremento de costos operativos por uso del sustituto: mayores costos energéticos o de insumos asociados al reemplazo del gas natural.
c) Ajustes o variaciones en los costos de proceso: adecuaciones técnicas, cambios de configuración o menor rendimiento de equipos.
d) Pérdida o deterioro de insumos, productos o calidad final: desperdicios, reprocesos o rechazos.
e) Daños técnicos o mantenimiento no planificado: fallas o paradas derivadas del cambio de combustible o de la falta de gas.
f) Incumplimientos o penalidades contractuales: retrasos, sanciones o pérdida de clientes.

Escenario 1 – Racionamiento de corta duración (1 día)
76. ¿La empresa considera que un racionamiento o interrupción del suministro de gas natural de corta duración (1 día) sería representativo o tendría un impacto relevante en su operación?
☐ Sí, un racionamiento de 1 día sería representativo
☐ No, no sería representativo

Si respondió "No", indique a partir de cuántos días/horas de interrupción la empresa considera que el racionamiento sería representativo:
Número de días: _____ días/horas

77. Si se presentara una interrupción de gas natural de corta duración, considerando que la empresa podría operar parcialmente, sustituir energía o detener parte de los procesos, ¿cuál sería el impacto porcentual en los siguientes aspectos?
- Producción y operación → _____ %
- Incremento de costos operativos por uso del sustituto → _____ %
- Ajustes o variaciones en los costos de proceso → _____ %
- Pérdida o deterioro de insumos, productos o calidad final → _____ %
- Daños técnicos o mantenimiento no planificado → _____ %
- Incumplimientos o penalidades contractuales → _____ %

Monto total estimado de perjuicios (COP): _____
Escenario 2 – Racionamiento de media duración (1 semana)

78. ¿La empresa considera que un racionamiento o interrupción del suministro de gas natural de media duración (1 semana) sería representativo o tendría un impacto relevante en su operación?
☐ Sí, un racionamiento de 1 semana sería representativo
☐ No, no sería representativo

Si respondió "No", indique a partir de cuántos días/horas de interrupción la empresa considera que el racionamiento sería representativo:

Número de días: _____ días/horas

79. Si el racionamiento se extendiera por un periodo de media duración, considerando que la empresa podría operar parcialmente, sustituir energía o detener parte de los procesos, ¿qué porcentaje del costo total de producción se vería afectado?

- Producción y operación → _____ %
- Incremento de costos operativos por uso del sustituto → _____ %
- Ajustes o variaciones en los costos de proceso → _____ %
- Pérdida o deterioro de insumos, productos o calidad final → _____ %
- Daños técnicos o mantenimiento no planificado → _____ %
- Incumplimientos o penalidades contractuales → _____ %

Monto total estimado de perjuicios (COP): _____

Escenario 3 – Racionamiento de larga duración (1 mes)

80. ¿La empresa considera que un racionamiento o interrupción del suministro de gas natural de larga duración (1 mes) sería representativo o tendría un impacto relevante en su operación?

☐ Sí, un racionamiento de 1 semana sería representativo

☐ No, no sería representativo

Si respondió "No", indique a partir de cuántos días/horas de interrupción la empresa considera que el racionamiento sería representativo:
Número de días/horas: _____ días/horas

81. En un escenario de interrupción prolongada del suministro de gas natural durante una larga duración, en el que la empresa opere parcialmente o dependa de sustitutos, ¿qué impacto tendría sobre el costo total de producción?

- Producción y operación → _____ %
- Incremento de costos operativos por uso del sustituto → _____ %
- Ajustes o variaciones en los costos de proceso → _____ %
- Pérdida o deterioro de insumos, productos o calidad final → _____ %
- Daños técnicos o mantenimiento no planificado → _____ %
- Incumplimientos o penalidades contractuales → _____ %

Monto total estimado de perjuicios (COP): _____

82. En caso de ser necesario un racionamiento o interrupción temporal del suministro de gas natural, indique en qué momento la empresa considera que el impacto operativo sería menor o preferiría que se aplicara la restricción, de acuerdo con sus condiciones habituales de operación.

Instrucción: Ordene los siguientes periodos según el nivel de impacto esperado, asignando un número del 1 (mayor impacto) al 8 (menor impacto).
Incluya los días festivos dentro de la priorización.
Periodo o día de la semana Nivel de impacto (1 a 8)

Lunes ___
Martes ___
Miércoles ___
Jueves ___
Viernes ___
Sábado___
Domingo ___
Festivos ___

☐ Sin preferencia / el impacto sería similar en cualquier momento
Preferencias cruzadas GN vs Electricidad.

83. ¿Prefiere ser racionado en GN que en electricidad?
☐ Sí
☐ No

06. Disponibilidad a Pagar

Valoración contingente (CVM)
"(Sectores Comercial y Residencial)
Queremos conocer su opinión sobre la importancia de mantener la continuidad del servicio de gas natural en el sector [comercial / residencial].
En los últimos años, los precios del gas natural han mostrado incrementos importantes, reflejo de la dinámica de los mercados primario y secundario. Estos cambios han tenido efectos directos en los costos de consumo y operación de los usuarios, según el tipo de uso del servicio.
Con esta información buscamos presentar un contexto realista que le permita valorar, de manera clara y consciente, cuánto estaría dispuesto(a) a pagar en caso de presentarse situaciones de racionamiento o incrementos de precio que puedan afectar la continuidad del servicio en su hogar o establecimiento.
Antes de continuar, tenga en cuenta que entre 2021 y junio de 2025, los precios del gas natural han registrado los siguientes incrementos acumulados:

Sector / Segmento	Variación acumulada del precio (2021–jun. 2025)
Comercial	Entre +35 % y +40 %
Industrial	Entre +90 % y +120 %

Esta información le ayudará a ubicar su respuesta dentro de un escenario de precios actual y realista, considerando el comportamiento reciente del mercado del gas natural en Colombia.
Suponga que existe la posibilidad de comprar un ticket de no racionamiento para evitar quedarse sin suministro de gas natural durante un periodo de baja, media y alta duración.
Este ticket tendría un valor adicional a su factura habitual.

- Si usted paga el ticket, recibirá el gas conforme lo tiene contratado con su proveedor.
- Si no lo paga, el servicio será racionado durante ese tiempo y deberá asumir las consecuencias de no tener gas natural.

Instrucción para el encuestador (aplica para los tres escenarios)

Cómo formular esta pregunta:
1. Lea el contexto de cada escenario (1 día, 1 semana, 1 mes) antes de iniciar.
2. Verifique que el encuestado entienda que se trata de un mecanismo hipotético de pago voluntario para evitar el racionamiento de gas natural.
3. Presente los valores de manera descendente, empezando por 500 % y avanzando hacia los valores más bajos (300 %, 200 %, 100 %, 50 %, 25 %, 10 %).
4. Formule la pregunta de la siguiente manera:

"¿Estaría dispuesto(a) a pagar un [porcentaje] adicional sobre su factura para evitar un racionamiento de gas natural de [duración correspondiente]?"

5. Si la respuesta es NO, pase al siguiente valor inferior.
6. Deténgase en el primer valor en el que la respuesta sea SÍ, marque ese porcentaje y continúe con la siguiente pregunta o escenario.
7. Si todas las respuestas son NO, registre que no estaría dispuesto(a) a pagar ningún monto adicional.

Nota metodológica:
- Este formato permite estimar la disposición a pagar (WTP) frente a distintos niveles de severidad del racionamiento.
- Se recomienda mantener un tono neutral durante la lectura para no inducir respuestas.
- Si el encuestado solicita aclaración, puede explicar que el ejercicio busca "valorar el costo que la empresa asigna a evitar una interrupción del suministro de gas natural".

84. Ante un racionamiento de gas natural, estaría dispuesto(a) a pagar ticket de no racionamiento adicional a la factura de gas natural, como una especie de seguro, bono o fee, para garantizar que no se le racionará el gas natural?
1. ☐ Sí
2. ☐ No – (Pase a P 88)

85. En caso de que existiera un mecanismo de pago voluntario o "ticket de garantía" que le permitiera evitar un racionamiento de gas natural de baja duración (1 día), ¿usted estaría dispuesto(a) a pagar por dicho ticket?

1. ☐ Sí
2. ☐ No (Pase a P86)

Si su respuesta es sí: indique el porcentaje máximo de la factura que estaría dispuesto(a) a pagar como bono para no ser racionado."

Precio del ticket (porcentaje adicional sobre la factura)	Sí	No
750 %	☐	☐
500 %	☐	☐
300 %	☐	☐
200 %	☐	☐

100 % ☐ ☐
50 % ☐ ☐
25 % ☐ ☐
10 % ☐ ☐

86. Si el evento de racionamiento durara una semana completa, ¿usted estaría dispuesto(a) a pagar un ticket o bono adicional para evitar esta interrupción del suministro de gas natural?
☐ Sí
☐ No – (Pase a P87)

En caso afirmativo, indique el porcentaje máximo de su factura de gas natural que estaría dispuesto(a) a pagar como bono para no ser racionado

Precio del ticket (porcentaje adicional sobre la factura) Sí No
750% ☐ ☐
500 % ☐ ☐
300 % ☐ ☐
200 % ☐ ☐
100 % ☐ ☐
50 % ☐ ☐
25 % ☐ ☐
10 % ☐ ☐

87. En caso de presentarse un racionamiento prolongado del suministro de gas natural durante un mes, ¿usted estaría dispuesto(a) a pagar un ticket o bono adicional para evitar esta situación?
☐ Sí
☐ No – (Pase a P88)

En caso afirmativo, indique el porcentaje máximo de su factura de gas natural que estaría dispuesto(a) a pagar como bono para no ser racionado.
Precio del ticket (porcentaje adicional sobre la factura) Sí No
750 % ☐ ☐
500 % ☐ ☐
300 % ☐ ☐
200 % ☐ ☐
100 % ☐ ☐
50 % ☐ ☐
25 % ☐ ☐
10 % ☐ ☐

Si la respuesta es no,

88. ¿Podría indicarme la razón principal por la cual no estaría dispuesto(a) a pagar nada adicional para evitar el racionamiento?

89. En caso de que su empresa no acepte realizar un pago adicional para evitar un racionamiento de gas natural, ¿cómo propondría garantizar la continuidad del servicio sin dicho pago?
(Seleccione la opción que mejor refleje la posición de su empresa.)

☐ Soy consciente del riesgo y acepto una posible interrupción del servicio.
☐ Buscaría gestionar o adaptar mis procesos para reducir el consumo durante el racionamiento.
☐ Asumiría las pérdidas o afectaciones derivadas de la falta de suministro.

90. ¿Es usted consciente de que, en un escenario de racionamiento, si otra empresa está dispuesta a pagar más por el gas natural, se lo darían a otra empresa y a usted no?
☐ Sí
☐ No

07. Disposición a ser compensado

Ahora pensando en otro escenario, queremos conocer su opinión sobre la importancia de recibir una compensación en caso de racionamiento del suministro de gas natural en su empresa.
Ahora, suponga que la empresa experimenta un racionamiento de gas natural durante un periodo de:

- Baja duración
- Media duración
- Alta duración

En este escenario, la empresa tendría derecho a recibir una compensación económica proporcional al tiempo que estuvo sin servicio de gas natural.

- Si acepta la compensación, la empresa recibiría un valor adicional (ya sea en dinero o como descuento en la facturación del servicio).
- Si no acepta la compensación, no obtendría ningún beneficio económico.

Instrucción para el encuestador (solo lectura interna, no visible para el encuestado)
Cómo aplicar esta pregunta (metodología WTA – subasta ascendente):

1. Lea el contexto del escenario (1 día, 1 semana o 1 mes) antes de comenzar.
2. Aclare que se trata de un ejercicio hipotético que busca conocer el nivel mínimo de compensación que la empresa consideraría justo por haber estado sin gas natural.
3. Presente los valores de menor a mayor porcentaje, comenzando por 10 %, y formule la pregunta de la siguiente forma:

"¿Consideraría suficiente una compensación del [porcentaje] adicional sobre la tarifa por haber estado sin servicio durante [duración correspondiente]?"

4. Si la respuesta es NO, avance al siguiente valor (25 %, luego 50 %, etc.).
5. Deténgase en el primer valor en que el encuestado responda SÍ.
6. Registre ese porcentaje como el mínimo nivel de compensación (WTA) aceptable para la empresa.
7. Si todas las respuestas son NO, registre que no aceptaría compensación en ningún monto propuesto.

Nota metodológica:
- Este procedimiento estima la disposición mínima a ser compensado (WTA) ante un racionamiento de diferente duración.
- Mantenga un tono neutral y pausado, sin sugerir valores.
- Si el encuestado pide aclaración, puede explicar que la compensación puede ser en dinero o descuento equivalente en la facturación.

91. Si su empresa permaneciera 1 día sin servicio de gas natural, ¿estaría dispuesto(a) a recibir una compensación económica por ese tiempo sin suministro?
☐ Sí
☐ No (pase a P92)

Si su respuesta es sí,
En caso afirmativo, indique el porcentaje mínimo de compensación sobre la tarifa que consideraría justo o suficiente.

Compensación sobre tarifa	Sí	No
10 %	☐	☐
25 %	☐	☐
50 %	☐	☐
100 %	☐	☐
200 %	☐	☐
300 %	☐	☐
500 %	☐	☐

92. Si su empresa permaneciera una semana sin servicio de gas natural, ¿aceptaría una compensación económica por el tiempo sin suministro?
☐ Sí
☐ No (pase a P93)

Si su respuesta es sí,
En caso afirmativo, indique el porcentaje mínimo de compensación sobre la tarifa que consideraría justo o suficiente.

Compensación sobre tarifa	Sí	No
10 %	☐	☐
25 %	☐	☐

50 % ☐ ☐
100 % ☐ ☐
200 % ☐ ☐
300 % ☐ ☐
500 % ☐ ☐

93. Si su empresa permaneciera un mes sin servicio de gas natural, ¿estaría dispuesto(a) a recibir una compensación económica por dicho periodo?

☐ Sí

☐ No (pase a P94)

Si su respuesta es sí,

Indique el valor con el que estaría satisfecho al ser compensado:

Compensación sobre tarifa Sí No

10 % ☐ ☐
25 % ☐ ☐
50 % ☐ ☐
100 % ☐ ☐
200 % ☐ ☐
300 % ☐ ☐
500 % ☐ ☐

08. Disposición a vender su gas natural no excedentario

(Responda esta sección únicamente si en la pregunta P18 seleccionó la opción “Usuario no regulado”)

En esta sección se busca conocer si su empresa, en calidad de Usuario No Regulado, estaría dispuesta a vender parte o la totalidad de su gas natural no excedentario durante un evento de racionamiento en el sistema.

Se entiende por gas no excedentario aquel gas natural que la empresa tiene contratado para su propio consumo, pero que podría ofrecer temporalmente al mercado, aun cuando ello implique reducir parcial o totalmente sus operaciones.

La venta se realizaría a una tasa de reventa expresada como un porcentaje sobre el costo del gas natural contratado.

Instrucción para el encuestador (solo lectura interna, no visible para el encuestado)

Cómo aplicar esta pregunta (metodología de subasta ascendente):

1. Aplique esta sección solo si el encuestado es Usuario No Regulado.
2. Lea el contexto general y confirme que comprende el concepto de “gas natural no excedentario” (gas contratado para su consumo, pero susceptible de venderse temporalmente).
3. Explique que el ejercicio busca conocer el nivel mínimo de rentabilidad o incentivo económico por el cual la empresa estaría dispuesta a vender su gas en un escenario de racionamiento.

4. Presente los valores de menor a mayor porcentaje, comenzando en 10 %.
5. Formule la pregunta así:

"¿Estaría dispuesta su empresa a vender su gas natural no excedentario si pudiera recibir un [porcentaje] adicional sobre su costo?"
1. Si la respuesta es NO, avance al siguiente valor.
2. Deténgase en el primer valor en que el encuestado responda SÍ.
3. Registre ese porcentaje como la tasa mínima de reventa aceptable.
4. Si todas las respuestas son NO, registre que la empresa no estaría dispuesta a vender su gas bajo ningún valor propuesto.

Nota metodológica:
- Este bloque mide la disposición mínima a vender gas (Willingness to Accept Sale), relevante para estimar el comportamiento del mercado secundario en escenarios de racionamiento.
- Mantenga una lectura neutral y pausada; no enfatice los valores.
- Si existen dudas, puede aclarar que la venta sería hipotética y parte de un ejercicio de planificación energética nacional.

94. En caso de racionamiento, ¿estaría su empresa dispuesta a vender su gas natural no excedentario, aun cuando ello implique no disponer del mismo para sus operaciones?
1. ☐ Sí
2. ☐ No - Si la respuesta es No, termina encuesta.

95. Durante un racionamiento de baja duración (1 día), ¿estaría su empresa dispuesta a vender su gas natural no excedentario?

1. ☐ Sí
2. ☐ No (pase a P96)

Si la respuesta es sí,
En caso afirmativo, indique el porcentaje mínimo sobre el costo del gas natural al cual estaría dispuesta a realizar la venta.

Tasa de reventa sobre costo del gas natural	Sí	No
10 %	☐	☐
25 %	☐	☐
50 %	☐	☐
100 %	☐	☐
200 %	☐	☐
300 %	☐	☐
500 %	☐	☐

96. Durante un racionamiento de media duración (1 semana), ¿estaría su empresa dispuesta a vender su gas natural no excedentario?

☐ Sí
☐ No (Pase a 97)

En caso afirmativo, indique el porcentaje mínimo sobre el costo del gas natural al cual estaría dispuesta a realizar la venta.

Tasa de reventa sobre costo del gas natural	Sí	No
10 %	☐	☐
25 %	☐	☐
50 %	☐	☐
100 %	☐	☐
200 %	☐	☐
300 %	☐	☐
500 %	☐	☐

97. Durante un racionamiento de alta duración (1 mes), ¿estaría su empresa dispuesta a vender su gas natural no excedentario?

☐ Sí
☐ No
(Si la respuesta es No, finalice la encuesta para este bloque.)
En caso afirmativo, indique el porcentaje mínimo sobre el costo del gas natural al cual estaría dispuesta a realizar la venta.

Tasa de reventa sobre costo del gas natural	Sí	No
10 %	☐	☐
25 %	☐	☐
50 %	☐	☐
100 %	☐	☐
200 %	☐	☐
300 %	☐	☐
500 %	☐	☐

09. Información específica para el sector termoeléctrico
Este bloque aplica únicamente a plantas de generación termoeléctrica que utilicen gas natural como combustible principal, estén conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) o funcionen en modo autónomo.
98. ¿Cuál es la capacidad instalada total de generación eléctrica de la planta?
_____ MW

99. Indique la capacidad efectiva neta disponible bajo condiciones normales de operación con gas natural.
_____ MW

100. En caso de racionamiento o restricción en el suministro de gas natural, ¿cuál sería la capacidad efectiva neta disponible utilizando combustibles sustitutos (diésel, fuel oil, GLP, etc.)?
_____ MW

101. ¿Qué combustibles sustitutos están disponibles en su planta para garantizar la continuidad de la operación térmica en caso de insuficiencia o interrupción del suministro de gas natural?
(Marque todas las opciones que apliquen y complete la información solicitada.)

Tipo de combustible sustituto ¿Dispone de almacenamiento propio? (Sí/No) Capacidad de almacenamiento a plena carga (m³ o galones) Días de respaldo con dicho combustible ¿Cuenta con contrato vigente de suministro? (Sí/No) Observaciones
☐ ACPM / diésel
☐ Fuel oil
☐ GLP
☐ Otro (especifique): _____
☐ No cuenta con sustitutos — — — — —

102. En caso de utilizar sustitutos, indique el tiempo estimado requerido para el cambio de combustible y la puesta en marcha.
_____ horas

103. ¿Cuánto tiempo podría la planta mantener operación continúa utilizando sustitutos con las reservas disponibles?
1.☐ Menos de 1 día
2.☐ 1–3 días
3.☐ 4–7 días
4.☐ Más de 7 días

104. ¿Qué impactos operativos o técnicos se presentan cuando la planta opera con sustitutos?
(Seleccione todas las opciones que apliquen) (agregar valor cuantitativo o porcentaje respecto a operación nominal)
1.☐ Reducción de eficiencia térmica global
2.☐ Incremento de emisiones atmosféricas
3.☐ Aumento en el costo por MWh generado
4.☐ Necesidad de ajustes técnicos o recalibración de equipos
5.☐ Ninguno de los anteriores

105. En su opinión, ¿qué acciones o medidas regulatorias, logísticas o de infraestructura podrían fortalecer la capacidad de respuesta del sector termoeléctrico ante un racionamiento prolongado de gas natural o un fenómeno de El Niño?

106. Según la información disponible o la percepción de su empresa, ¿cuál considera que es la probabilidad de que ocurra al menos un fenómeno de "El Niño" —con intensidad y duración similar o superior al evento severo de 2015–2016— dentro de los siguientes periodos?
(Exprese la probabilidad estimada en porcentaje o rango aproximado.)
Periodo de referencia Probabilidad estimada (%)
En los próximos 12 meses
En los próximos tres años
En los próximos cinco años

107. ¿Qué medidas está implementando su empresa para enfrentar posibles insuficiencias en el suministro de gas natural durante los distintos periodos de tiempo?

5.3.4 Formulario GNCV

Dadas las características técnicas del uso del gas natural para movilidad y las condiciones de contexto durante las entrevistas a estos usuarios, se implementa un formulario más ágil que aquel desarrollado para los demás sectores.

En esta sección se presenta este formulario.

Fecha de revisión: 24/11/2025

Encuesta Sector Transporte – Costo de Racionamiento de Gas Natural

Esta encuesta tiene como objetivo estimar los costos asociados al racionamiento de gas natural en el sector industrial. La información será tratada con fines exclusivamente estadísticos, preservando la confidencialidad de cada participante.

Consentimiento Informado

Autoriza al Consorcio METGAS para el tratamiento de la información suministrada, la cual será utilizada únicamente con fines académicos, estadísticos y de investigación en el marco del estudio sobre los costos de racionamiento de gas natural garantizando la confidencialidad, de acuerdo con la normatividad vigente (Ley 1581 de 2012, el Decreto 1377 de 2013 y la política de Protección de Datos de La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME.
https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/tratamiento-datos-personales.aspx

1 ☐ Sí 2 ☐ No (Agradezca y termine)

Firma: _____ Fecha: ___ / ___ / _____

01. Datos Generales

Identificación del encuestado

1. Nombre del conductor / propietario: _____
2. Cargo u oficio (si aplica): _____
3. Teléfono de contacto: _____

Ubicación principal de operación

4. Departamento _____
5. Ciudad o municipio _____
6. Zona de operación principal

☐ Urbana
☐ Rural
☐ Mixta

7. Placa de vehículo:_____

8. **Por favor seleccione tipo de vehículo encuestado**

☐ Ambulancia
☐ Automovil
☐ Bus
☐ Buseta
☐ Camion <10.5T
☐ Camion >=10.5T
☐ Microbus
☐ Pick Up
☐ Taxi
☐ Tractocamión
☐ Utilitario
☐ Van
☐ Volqueta

9. **Tipo de tecnología del vehículo**

☐ Dual (GNV + Gasolina)
☐ Dual (GNV + ACPM)
☐ Dedicado (solo GNV)

Actividad de uso principal

10. Uso principal del vehículo

☐ Transporte de pasajero
☐ Transporte de carga
☐ Mensajería/reparto
☐ Particular

☐ Otro: _____

Instrucción para el encuestado
Por favor, tome una fotografía del tablero de precios en la estación de servicio donde abastece habitualmente y adjunte los valores actuales de los combustibles.

11. ¿Cuál es el precio actual del GNV en la estación donde tanquea?
    Valor (COP/m³): _____

12. ¿Cuál es el **precio actual del ACPM (diésel)** en la estación visitada?
    Valor (COP/galón): _____

13. ¿Cuál es el precio actual de la gasolina en la estación visitada?
    Valor (COP/galón): _____

02. Costos y consumo de Gas natural

Tarifa y subsidios

14. ¿Con qué frecuencia tanquea el vehículo?

☐ Más de una vez al día
☐ Una vez al día
☐ Cada 2 – 3 días
☐ Una vez por semana
☐ Otro: _____

15. En total, ¿cuántas veces tanquea en un mes promedio?
    Cantidad: _____ tanqueos/mes

16. ¿Cuánto le cuesta llenar el tanque completo de GNV?
    Costo por tanque lleno (COP): _____

17. ¿Qué porcentaje representa el gasto mensual en GNV frente al costo total de operación del vehículo?

☐ Menos del 5%
☐ entre el 5% y 10%
☐ entre el 11% y 25%
☐ Más del 25%
☐ No sabe/No Responde

Perfil de carga

18. ¿En qué días se presenta el mayor consumo (m³) de gas natural el vehiculo?

☐ Lunes a viernes
☐ Fines de semana
☐ Sin patrón definido
☐ Consumo constante

19. Indique los horarios habituales de operación del vehículo

Día de la semana	Horario de inicio	Horario de cierre	Km Recorrido – al día
Lunes a viernes			
Sábado			
Domingo			

03. Capacidad técnica

20. ¿Cuál es la capacidad total del cilindro o los cilindros de GNV instalados en el vehículo?
    Capacidad (m³): _____

21. ¿Cuál es la autonomía aproximada del vehículo con el tanque lleno?
    _____ km por tanque
    _____ horas de operación

22. ¿Cuántos kilómetros recorre, en promedio, con la duración del gas natural cargado en un tanque?
    Kilómetros por tanque: _____

23. Cuál es su consumo promedio diario de GNV?
    Consumo (m³/día): _____

04 . Sustitución y resiliencia energética

24. ¿Cuál es el **consumo promedio** del vehículo usando este combustible alternativo en un día?
    Consumo: _____

25. ¿Cuál es el costo aproximado por kilómetro cuando opera con el combustible alternativo?
    Valor (COP/km): _____

26. Si debe cambiar al combustible alternativo, ¿qué limitaciones presenta?

☐ Mayor costo de operación
☐ Menor rendimiento del motor
☐ Afectación de la vida útil del motor

☐ Afectación de la vida útil del motor
☐ Disponibilidad limitada del combustible.
☐ Otro:_____

05. Perjuicios por racionamiento
En esta sección queremos conocer el impacto económico y operativo si el vehículo no puede acceder a GNV.
Considere:

- La pérdida de ingresos por no poder operar.
- El mayor costo por usar un combustible alternativo, si aplica.
- Cualquier otro gasto adicional asociado al racionamiento.
-

Escenario 1 – Racionamiento de corta duración (1 día)

27. ¿Un racionamiento de GNV en 1 día afectaría la operación de su actividad productiva?

☐ Sí,
☐ No.

28. Si respondió "Sí", indique los valores aproximados:

- *Dinero que dejaría de percibir en 1 día de racionamiento de GNV: $ _____*
- *Costo por usar combustible sustituto (si aplica): $ _____*
- *Otros gastos asociados (si aplica): $ _____*

Monto total estimado de perjuicios (COP) para un día de racionamiento de GNV: _____

Escenario 2 – Racionamiento de media duración (1 semana)

29. ¿Un racionamiento de GNV en 1 semana afectaría la operación de su actividad productiva?

☐ Sí
☐ No

30. Si respondió "Sí", indique los valores aproximados:

- *Dinero que dejaría de percibir en 1 semana de racionamiento de GNV: $ _____*
- *Costo por usar combustible sustituto (si aplica): $ _____*
- *Otros gastos asociados (si aplica): $ _____*

Monto total estimado de perjuicios (COP) para una semana de racionamiento de GNV :
_____

Escenario 3 – Racionamiento de larga duración (1 mes)
31. ¿Un racionamiento de GNV en 1 mes afectaría la operación de su actividad productiva?

☐ Sí
☐ No

32. Si respondió "Sí", indique los valores aproximados:

- *Dinero que dejaría de percibir en 1 mes de racionamiento de GNV: $ _____*
- *Costo por usar combustible sustituto (si aplica): $ _____*
- *Otros gastos asociados (si aplica): $ _____*

Monto total estimado de perjuicios (COP) para un mes de racionamiento de GNV:
_____
06. Disponibilidad a Pagar

Valoración contingente (CVM)

Queremos conocer su opinión sobre la importancia de mantener la continuidad del suministro de **gas natural vehicular (GNV)** para la operación de su vehículo.

En los últimos años, el precio del GNV ha aumentado de forma importante en todas las regiones del país. Estos incrementos reflejan la dinámica del mercado y han impactado directamente los costos de operación de quienes dependen del gas natural para movilizarse o trabajar.

Para darle un contexto claro, entre **2021 y 2025** el precio promedio del GNV en Colombia (medido en **COP/m³**) aumentó de manera significativa en todas las regiones. Algunos ejemplos son:

- **Centro:** incremento aproximado del **50 %**
- **Costa Atlántica:** cerca de **67 %**
- **Costa Interior:** más del **100 %**
- **CQR:** alrededor de **80 %**
- **Magdalena Medio y NorEste:** entre **55 % y 56 %**
- **NorOeste:** cerca de **72 %**
- **SurOeste:** aproximadamente **70 %**
- **Tolima–Huila:** alrededor de **65 %**

A nivel nacional, el promedio pasó de **1.770 COP/m³ en 2021** a **2.899 COP/m³ en 2025**, lo que representa un incremento cercano al **64 %**.

Esta información le permite tener un panorama real de cómo han aumentado los costos del GNV y por qué su disponibilidad es importante para quienes operan vehículos que dependen de este combustible.

Ahora bien, imagine que existe la posibilidad de adquirir un **ticket de no racionamiento**, es decir, un pago adicional voluntario que garantiza que su vehículo **no será racionado** durante un periodo de escasez de GNV.

- Si usted paga el ticket, podrá abastecerse de GNV sin restricciones.
- Si no lo paga, podría verse afectado por racionamientos y asumir los costos de no poder operar o de utilizar combustibles alternativos más costosos.

El objetivo es conocer **cuánto estaría dispuesto(a) a pagar** para evitar quedarse sin acceso a GNV.

Instrucciones para el encuestador (aplica para los tres escenarios)
Cómo realizar la pregunta:

1. Lea el contexto del escenario correspondiente (1 día, 1 semana o 1 mes) antes de iniciar.
2. Asegúrese de que el encuestado entienda que se trata de un ejercicio hipotético y que el pago sería voluntario, con el fin de evitar un racionamiento de GNV.
3. Presente los porcentajes en orden descendente, comenzando por 500 % y luego 300 %, 200 %, 100 %, 50 %, 25 % y 10 %.
4. Formule la pregunta de la siguiente manera:

"¿Estaría dispuesto(a) a pagar un [porcentaje] adicional sobre su gasto mensual en GNV para evitar un racionamiento de [duración correspondiente]?"

5. Si la respuesta es NO, continúe con el siguiente porcentaje más bajo.
6. Si la respuesta es SÍ, marque ese valor y pase al siguiente escenario.
7. Si responde NO a todos los valores, registre que no está dispuesto(a) a pagar ningún monto adicional.

33. En caso de que existiera un mecanismo de pago voluntario o "ticket de garantía" que le permitiera evitar un racionamiento de gas natural de baja duración (1 día), ¿usted estaría dispuesto(a) a pagar por dicho ticket?

1. ☐ Sí
2. ☐ No (Pase a P34)

Si su respuesta es sí: indique el porcentaje máximo de la factura que estaría dispuesto(a) a pagar como bono para no ser racionado."

Precio del ticket (porcentaje adicional sobre el valor pagado por m³ de GNV)	**Sí**	**No**
750 %	☐	☐
500 %	☐	☐
300 %	☐	☐
200 %	☐	☐
100 %	☐	☐
50 %	☐	☐
25 %	☐	☐
10 %	☐	☐

34. Si el evento de racionamiento durara una semana completa, ¿usted estaría dispuesto(a) a pagar un ticket o bono adicional para evitar esta interrupción del suministro de gas natural?

☐ Sí
☐ No – (Pase a P35)

En caso afirmativo, indique el porcentaje máximo de su factura de gas natural que estaría dispuesto(a) a pagar como bono para no ser racionado

Precio del ticket (porcentaje adicional sobre el valor pagado por m³ de GNV)	**Sí**	**No**
750%	☐	☐
500 %	☐	☐
300 %	☐	☐
200 %	☐	☐
100 %	☐	☐
50 %	☐	☐
25 %	☐	☐
10 %	☐	☐

35. En caso de presentarse un racionamiento prolongado del suministro de gas natural durante un mes, ¿usted estaría dispuesto(a) a pagar un ticket o bono adicional para evitar esta situación?

☐ Sí
☐ No – (Pase a P36)

En caso afirmativo, indique el porcentaje máximo de su factura de gas natural que estaría dispuesto(a) a pagar como bono para no ser racionado.

Precio del ticket (porcentaje adicional sobre el valor pagado por m³ de GNV)	**Sí**	**No**
750 %	☐	☐
500 %	☐	☐
300 %	☐	☐
200 %	☐	☐
100 %	☐	☐
50 %	☐	☐
25 %	☐	☐
10 %	☐	☐

Si la respuesta es no,
36. ¿Podría indicarme la razón principal por la cual no estaría dispuesto(a) a pagar nada adicional para evitar el racionamiento?

37. En un escenario de racionamiento, ¿es consciente de que si otros usuarios están dispuestos a pagar más por el GNV, podrían recibir prioridad en el suministro y usted no?

☐ Sí
☐ No

07. Disposición a ser compensado
Ahora queremos conocer su opinión sobre la posibilidad de recibir una compensación económica en caso de que su vehículo no pueda abastecerse de GNV durante un periodo de racionamiento.

Suponga que el racionamiento dura

- **Corta duración (1 día)**
- **Media duración (1 semana)**
- **Larga duración (1 mes)**

En estos casos, usted podría recibir una compensación proporcional al tiempo que estuvo sin servicio:

- Si acepta la compensación, recibiría un valor adicional (en dinero o como descuento equivalente).
- Si no acepta, no recibiría ningún beneficio económico.

Instrucción para el encuestador (solo lectura interna, no visible para el encuestado)
Instrucciones para el encuestador
(Solo lectura interna – no leer al encuestado)
Aplicación de la metodología WTA (subasta ascendente):

1. Lea el escenario correspondiente (1 día, 1 semana o 1 mes).
2. Aclare que se trata de un **ejercicio hipotético** para conocer la **compensación mínima** que la persona considera justa por no poder abastecerse de GNV.
3. Presente los valores **de menor a mayor**, comenzando por **10 %**, y formule la pregunta así:

"¿Le parecería suficiente una compensación del [porcentaje] adicional sobre su gasto mensual en GNV por haber estado sin servicio durante [duración correspondiente]?"

4. Si la respuesta es **NO**, avance al siguiente porcentaje (25 %, 50 %, 100 %, etc.).
5. Si la respuesta es **SÍ**, deténgase y registre ese valor como la **compensación mínima aceptable (WTA)**.
6. Si responde **NO** a todos los valores, registre que **no aceptaría compensación** en ninguno de los montos propuestos.

Nota metodológica:

- Este procedimiento estima la disposición mínima a ser compensado (WTA) ante un racionamiento de diferente duración.
- Mantenga un tono neutral y pausado, sin sugerir valores.
- Si el encuestado pide aclaración, puede explicar que la compensación puede ser en dinero o descuento equivalente en la facturación.

38. Si su vehículo permaneciera un día sin poder abastecerse de GNV, ¿aceptaría recibir una compensación económica por ese tiempo sin suministro?

☐ Sí
☐ No (pase a P39)

Si su respuesta es sí,
En caso afirmativo, indique el porcentaje mínimo de compensación sobre la tarifa que consideraría justo o suficiente.

Compensación sobre tarifa	Sí	No
10 %	☐	☐
25 %	☐	☐
50 %	☐	☐
100 %	☐	☐
200 %	☐	☐
300 %	☐	☐
500 %	☐	☐

39. Si su vehículo permaneciera una semana sin poder abastecerse de GNV, ¿aceptaría recibir una compensación económica por ese tiempo sin suministro?

☐ Sí
☐ No (pase a P40)

Si su respuesta es sí,
En caso afirmativo, indique el porcentaje mínimo de compensación sobre la tarifa que consideraría justo o suficiente.

Compensación sobre tarifa	Sí	No
10 %	☐	☐
25 %	☐	☐
50 %	☐	☐
100 %	☐	☐
200 %	☐	☐
300 %	☐	☐
500 %	☐	☐

40. Si su vehículo permaneciera un mes sin poder abastecerse de GNV, ¿aceptaría recibir una compensación económica por ese tiempo sin suministro?

☐ Sí
☐ No (Finaliza encuesta)
Si su respuesta es sí,
Indique el valor con el que estaría satisfecho al ser compensado:

Compensación sobre tarifa	Sí	No
10 %	☐	☐
25 %	☐	☐
50 %	☐	☐

100 %	☐	☐
200 %	☐	☐
300 %	☐	☐
500 %	☐	☐

5.4 Logística y procedimientos

La planeación operativa se propone a través de seis etapas: Preparación y planificación de la encuesta; selección y capacitación de encuestadores; implementación de la encuesta; procesamiento y validación de los datos; análisis de datos y elaboración de reportes; presentación y difusión de resultados.

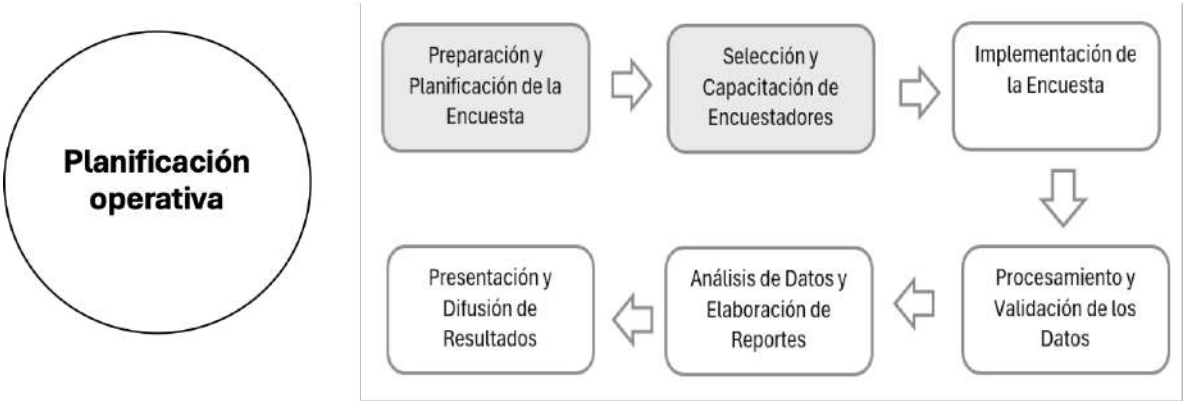


Figura 2. Planificación operativa de las encuestas. Fuente: Elaboración propia.

Preparación y planificación de la encuesta

Para el inicio de las labores en campo se seleccionó a dos personas quienes realizaran el agendamiento a las industrias, las cuales están listadas en la base de datos revisada por el profesional en logística.

La estructura de la encuesta contempla la inclusión de preguntas cerradas, orientadas a facilitar el análisis estadístico de los datos recopilados, así como preguntas abiertas que permiten obtener información cualitativa más detallada sobre las percepciones, experiencias y expectativas del público objetivo.

Se determinaron las siguientes asignaciones: Organización y distribución de equipos de encuestadores previamente capacitados. Para la capacitación del grupo de encuestadores se hace por medio de manuales donde se especifican los pasos que se ejecutan en campo, junto al acompañamiento constante del líder de campo y los profesionales encargados de la calidad de la información.

Se propone la siguiente estructura organizacional de campo:

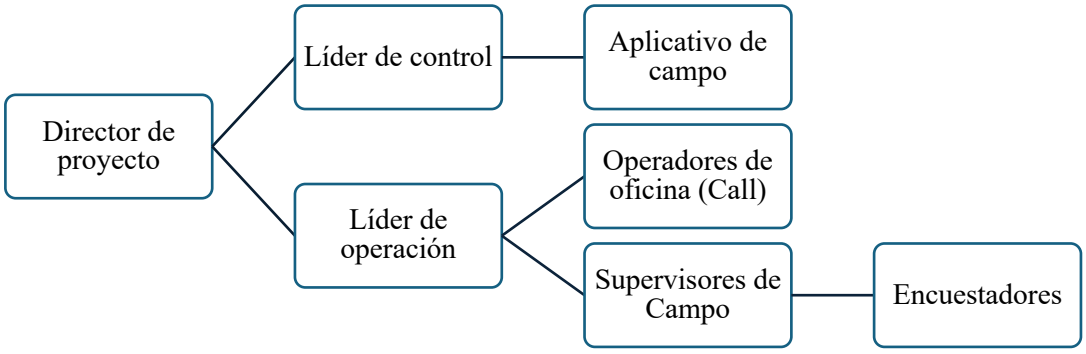


Figura 3. Estructura organizacional de campo

Selección y capacitación de encuestadores

Establecer el perfil específico del personal de campo requerido, considerando las competencias técnicas, experiencia laboral, disponibilidad geográfica y condiciones operativas necesarias para cumplir con los objetivos logísticos del proyecto.

Se definió el perfil del grupo de encuestadores con base en los requerimientos logísticos del proyecto. Posteriormente, se coordina la forma de contratación del equipo de encuestadores, estableciendo criterios de sectorización según zonas geográficas, volumen de muestras por área y cantidad de encuestadores requeridos para cubrir eficientemente el trabajo de campo.

Se coordinará la entrega de materiales y dispositivos móviles, gestionando de manera eficiente los recursos físicos y tecnológicos necesarios para la ejecución de las tareas. El equipo de encuestadores será carnetizado, y según lo establecido en los agendamientos, se verificará si el personal requiere elementos de protección para ingresar a las instalaciones industriales.

Implementación de la encuestas

Las encuestas se llevarán a cabo de forma presencial, conforme a los lineamientos establecidos en los requerimientos contractuales.

La encuesta es un instrumento estructurado de levantamiento de información aplicado por el equipo designado por el Consorcio METGAS; no incluye intervención, diagnóstico técnico especializado, inspección de activos ni emisión de conceptos técnicos de instalaciones o procesos productivos, tampoco auditoría. La duración, el procedimiento y el perfil del personal encuestador se ajustarán a la complejidad de cada proceso de encuesta.

Establecer cronograma de trabajo de campo, con las actividades que se llevarán a cabo en campo.

Se coordinará la entrega de materiales y dispositivos móviles, gestionando de manera eficiente los recursos físicos y tecnológicos necesarios para la ejecución de las tareas. El

equipo de encuestadores será carnetizado, y según lo establecido en los agendamientos, se verificará si el personal requiere elementos de protección para ingresar a las instalaciones industriales.

Procesamiento y validación de los datos

Supervisar la aplicación de encuestas, con el acompañamiento de los profesionales procesos industriales, logístico y estadístico.

Se realizará un proceso de supervisión para garantizar la calidad de la información recolectada. Esto incluye la verificación del cumplimiento de los protocolos establecidos, la revisión de los datos obtenidos y la evaluación del desempeño del equipo en campo. Esto será a cargo del líder de campo.

Análisis de datos y elaboración de reportes

La información obtenida será consolidada en una base de datos estructurada, con el fin de facilitar su procesamiento y análisis. Esta tarea estará a cargo del equipo de profesionales del Consorcio METGAS, quienes evaluarán los resultados para identificar los costos de racionamiento de gas natural.

5.5 Personal y capacitación

5.5.1 Personal

Se selecciona un equipo de encuestadores que cumple con el siguiente perfil. El proceso de selección está a cargo del líder del operativo de campo, un equipo de reclutamiento de personal conformado por tres personas y el apoyo del profesional de procesos industriales.

Este rol tiene por objetivo garantizar la correcta aplicación de las encuestas sobre consumo y gestión de gas natural, asegurando la recolección de información confiable, completa y consistente de acuerdo con los lineamientos metodológicos del estudio.

Formación académica:

- Profesional en ingeniería, técnicos y tecnólogos (mecánica, química, industrial, energética) o carreras afines.
- Se valoran perfiles en economía y estadística con experiencia en temas energéticos para encuestas residenciales.
- También podrán desempeñar el rol estudiantes de último semestre de estas disciplinas, siempre que cuenten con formación en metodologías de recolección de datos y conocimientos básicos en energía.

Experiencia:

- Preferida de dos años en proyectos de energía para empresas grandes, eficiencia energética, procesos industriales o levantamiento de información técnica del sector energético.

- En el caso de estudiantes, se aceptará experiencia adquirida mediante prácticas, monitorías o participación en proyectos académicos relacionados al sector energético.

Conocimientos técnicos:

- Conceptos básicos de gas natural: usos, infraestructura, costos y alternativas energéticas.
- Manejo de indicadores de consumo y facturación energética.
- Familiaridad con normativas energéticas nacionales (CREG, UPME, MinEnergía).

Competencias Clave:

- Habilidades de comunicación oral y escrita para interactuar con profesionales de nivel técnico y directivo.
- Capacidad de escuchar y registrar información de manera precisa y neutral.
- Organización y rigurosidad en la documentación de respuestas y observaciones.
- Manejo de herramientas digitales para captura de datos (formularios en línea, bases de datos, hojas de cálculo).
- Ética y confidencialidad en el tratamiento de la información recolectada.

Responsabilidades del Encuestador:

- Aplicar la encuesta siguiendo estrictamente la metodología establecida.
- Asegurar la comprensión de las preguntas por parte del encuestado.
- Registrar información de manera clara, completa y verificable.
- Identificar y reportar posibles inconsistencias o vacíos en las respuestas.
- Entregar los formularios diligenciados en los plazos definidos y con la calidad requerida.

Talento humano necesario

Se planea la participación de 27 encuestadores, que operarían según la estructura organizacional de campo. Este número podrá modificarse, en función de las necesidades del operativo.

El detalle de encuestadores se muestra en la tabla.

Tabla 13. Cantidad de encuestadores por región

Región	Municipio	Número de encuestadores	
		Residencial	No Residencial
Centro	11001-BOGOTA, D.C.	2	5
	25754-SOACHA		
	15001-TUNJA		
	15759-SOGAMOSO		
	25126-CAJICA		
	25175-CHIA		
	25430-MADRID		
	25473-MOSQUERA		
	25899-ZIPAQUIRA		
	25740-SIBATE		
	25295-GACHANCIPA		
	25758-SOPO		
	25817-TOCANCIPA		
	50001-VILLAVICENCIO		
	85001-YOPAL		
Costa Atlántica	08001-BARRANQUILLA	1	4
	13001-CARTAGENA DE INDIAS		
	08758-SOLEDAD		
	47001-SANTA MARTA		
	23001-MONTERIA		
	44001-RIOHACHA		
	08296-GALAPA		
	08433-MALAMBO		
	08573-PUERTO COLOMBIA		
	13836-TURBACO		
	70001-SINCELEJO		
Costa Interior	20001-VALLEDUPAR	1	1
CQR	66001-PEREIRA	1	1
	17001-MANIZALES		
	63001-ARMENIA		
	66170-DOSQUEBRADAS		
Magdalena Medio	68081-BARRANCABERMEJA	1	1
	20011-AGUACHICA		
NorOriente	68001-BUCARAMANGA	1	1
	54001-CUCUTA		
	68276-FLORIDABLANCA		
	68307-GIRON		
	68547-PIEDECUESTA		
	68547-PIEDECUESTA		
NorOccidente	05001-MEDELLIN	1	1
	05088-BELLO		
	05360-ITAGUI		
	05266-ENVIGADO		
	05631-SABANETA		
	05079-BARBOSA		
	05129-CALDAS 05308-GIRARDOTA 05212-COPACABANA		
	05615-RIONEGRO		

Región	Municipio	Número de encuestadores	
		Residencial	No Residencial
	05380-LA ESTRELLA		
SurOccidente	76001-CALI	1	2
	19001-POPAYAN		
	52001-PASTO		
	76364-JAMUNDI		
	19142-CALOTO		
	76834-TULUA		
	76892-YUMBO		
	76111- BUGA		
	76520-PALMIRA		
	76834-TULUA		
Tolima Huila	73001-IBAGUE	1	1
	41001-NEIVA		
	18001-FLORENCIA		
Total		**10**	**17**

Fuente: Elaboración propia.

5.5.2 Capacitación

Objetivo general

Guiar a los encuestadores en el correcto diligenciamiento de la encuesta, garantizando calidad, coherencia y uniformidad en la información recolectada.

Objetivos específicos

- Estandarizar la aplicación de preguntas en los ocho ejes temáticos.
- Asegurar que las respuestas se registren en las unidades y formatos definidos.
- Minimizar errores de interpretación, omisión o sesgo.
- Facilitar la verificación de información mediante lista de chequeo.
- Respaldar el proceso de capacitación y trabajo en campo.

Ejes temáticos de la encuesta

- Datos Generales.
- Infraestructura y Consumo de Gas Natural.
- Sustitución y Resiliencia Energética.
- Historial de Interrupción.
- Perjuicios de Racionamiento.
- Disponibilidad a Pagar.
- Disponibilidad a Vender.
- Disposición a Compensación.

Cada eje contiene preguntas específicas que deben ser leídas textualmente y registradas siguiendo las pautas de diligenciamiento establecidas.

Metodología del plan de capacitación

- Instructivos sobre la aplicación de la encuesta.
- *Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2038* (UPME).
- Noticias actualizadas del sector energético.
- Documento o video corto sobre racionamiento de gas natural.

Documentación de apoyo

- Manual de capacitación para encuestadores.
- Formulario de encuesta y guías de diligenciamiento.

Responsables

El proceso de capacitación estará a cargo del líder de operativo de campo que coordinará las actividades de capacitación.

6 Procedimientos de encuesta

6.1 Objetivo de la sección

Exponer los procedimientos de encuesta a aplicar. En este producto se hace lo referente al establecimiento de los procedimientos.

Consecución de información 12. Establecer y aplicar procedimientos para analizar y validar la información obtenida, así como para rehacer la captura de información o sustituir con nuevas encuestas, en caso de ser necesario.

6.2 Procedimientos de encuesta

El procedimiento inicia en la planificación hasta el análisis de los datos, con las siguientes actividades.

Preparación y Planificación de la Encuesta: Se definen los objetivos, el diseño muestral, los instrumentos de recolección y el cronograma, asegurando la coherencia metodológica y la viabilidad operativa. En el caso particular de cada encuesta esto incluye la identificación del sujeto muestral, realización de actividades como preparación de formularios, dibujo de diagrama de procesos y concertación de citas.

Selección y Capacitación de Encuestadores: Se seleccionan encuestadores y se les capacita en los objetivos, técnicas de aplicación y protocolos éticos de la encuesta, garantizando uniformidad en el trabajo de campo.

Recolección de Datos: Se aplica el cuestionario a la muestra definida, según el manual de encuestas y las instrucciones recibidas durante la capacitación. Las visitas serán documentadas con registro digital que pueden incluir fotografías, audio, video o herramientas de geolocalización. Se dejará registro de fecha y hora de visita, nombre y cargo, nombre de la empresa o estrato socioeconómico de la vivienda, ciudad donde se realiza la encuesta, nombre de quien efectúa la visita.

Procesamiento y Validación de los Datos: Se centralizan los datos recolectados en una base segura y se validan mediante controles automáticos y revisiones manuales para identificar inconsistencias, errores o vacíos.

El proceso de encuestas está a cargo del profesional líder de operativo de campo, con apoyo de los profesionales de procesos industriales y de logística.

6.3 Análisis y validación de información

Se utilizan técnicas descriptivas, comparativas e inferenciales para estimar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia. Con respecto a la validación de la información, todos los datos se almacenan en una plataforma. Se realizan seguimiento a la recolección de información, como una de las actividades del operativo de campo, con el fin de identificar errores o inconsistencias. Asimismo, se ejecutan procesos de limpieza de datos, de ser el caso, que incluyen la eliminación de respuestas erróneas o incompletas y la validación de los formatos utilizados.

6.3.1 Organización y Preparación de los Datos

Limpieza de los Datos: El objetivo es garantizar que los datos sean consistentes, precisos y completos antes de proceder con el análisis. Puede incluir: eliminación de duplicados, verificar que no haya respuestas repetidas de los mismos encuestados o información redundante; manejo de valores faltantes eliminar respuestas incompletas, dependiendo de la naturaleza de los datos y el impacto que las respuestas faltantes tengan en el análisis; corrección de errores de entrada: validar que los valores ingresados sean coherentes (por ejemplo, que los costos no sean negativos o que las fechas y números estén correctamente formateados) y la normalización de datos: en el caso de datos cuantitativos, asegurarse de que todos los valores estén dentro de un rango adecuado (por ejemplo, los ingresos en una escala consistente).

Análisis codificación y segmentación de Variables: El objetivo es convertir las respuestas cualitativas en cuantitativas cuando sea necesario y estructurar las variables para facilitar el análisis. Para esto se realizan las siguientes acciones: Codificación de respuestas cualitativas: Convertir las respuestas abiertas en categorías numéricas o descriptivas (por ejemplo, si un encuestado menciona "utilizo electricidad como alternativa al gas", codificarlo como una categoría); segmentación por sector y región: Asegurarse de que los datos estén segmentados de acuerdo con el tipo de sector (residencial, industrial, vehicular, terciario, etc.) y las regiones geográficas (Centro, Costa Atlántica, etc.); agrupación por características adicionales: Como el tamaño de la empresa (micro, pequeña, mediana o grande) o el tipo de vivienda (casa, apartamento).

Comparación por Sector: Tiene como objetivo determinar las diferencias en el impacto del racionamiento entre los agentes. Incluyen acciones como: cálculo de costos promedio por sector: comparar los costos adicionales reportados en cada sector (por ejemplo, calcular el costo promedio para un hogar en comparación con una empresa industrial); análisis de variabilidad: determinar si el costo del racionamiento es significativamente mayor en algunos sectores (por ejemplo, el sector industrial puede tener mayores pérdidas de productividad que el sector residencial).

Comparación Regional: Busca determinar las variaciones en el impacto del racionamiento de gas natural según las diferentes regiones de Colombia. Se tendrán en cuenta los siguientes análisis: Análisis por región geográfica: desglosar los costos del racionamiento por regiones (Costa Atlántica, Centro, Suroccidente, etc.) y observar si hay grandes diferencias entre ellas;

Comparación entre sectores: ver si el impacto del racionamiento varía significativamente entre agentes dado que los usuarios residenciales tienen menor capacidad de gestión para afrontar el racionamiento del servicio.

6.4 Sustitución o recaptura

En caso de que sea necesario rehacer la captura de información o sustituir encuestas, se establecen procedimientos que aseguran que la calidad de los datos recolectados no se vea comprometida y que los resultados mantengan su carácter representativo. Estos procedimientos se aplican con el fin de corregir errores en la recolección de datos o cubrir vacíos en la muestra.

6.4.1 Identificación de Errores y Problemas en la Captura de Información

Se realiza un monitoreo constante de la calidad de los datos. Se identifican errores comunes como respuestas incompletas, errores de codificación o inconsistencias en las respuestas, lo cual puede llevar a rehacer algunas encuestas. A cargo del profesional logístico y/o profesional estadística.

6.4.2 Determinación de Casos para Rehacer la Encuesta

Cuando una encuesta no puede ser corregida adecuadamente, se sustituye por una nueva encuesta. Este proceso incluye: seleccionar nuevos encuestados de la misma muestra original, para mantener la representatividad. La recomendación de casos para rehacer capturas será dada por el profesional logístico y/o profesional estadística.

7 Almacenamiento y procesamiento

7.1 Objetivo de la sección

Consecución de información 13. Especificar una metodología de almacenamiento y procesamiento de la información que permita que desde la información que progresivamente se obtenga se pueda actualizar la muestra estadística, oportunamente actualizar los agentes a encuestar, los procedimientos de encuesta y los formularios de encuesta según se identifique.

7.2 Almacenamiento y procesamiento

Una vez aprobados los formularios, residencial y no residencial, se implementarán en un aplicativo digital de captura de información. En adelante se describen algunas aplicativos que podrán ser utilizados. La elección final del instrumento se hará en función de condiciones técnicas, posibilidades de implementación y negociación con proveedores.

WM SnapForms

Es una plataforma para construcción rápida de aplicaciones móviles para captura de datos en campo. Funciona bajo un concepto drag & drop (arrastrar y soltar), sin requerir programación, facilitando diseñar formularios simples o complejos en poco tiempo. Permite monitorear en tiempo real la ubicación y tareas de los trabajadores con un visor geográfico en Google Maps. También ofrece la descarga de formularios en PDF y Excel, y permite definir geo cercas para garantizar la presencia en campo.

Ventajas destacadas de WM SnapForms:

- Diseño de formularios extremadamente rápido y sencillo sin necesidad de programación.
- Monitoreo en tiempo real con ubicación precisa y seguimiento de actividades laborales en campo.
- Geo cercas para verificar la presencia física del trabajador en el lugar asignado.
- Interfaces amigables tanto para diseñadores como usuarios en campo.
- Integración directa con formatos PDF y Excel para reportes inmediatos y exportación sencilla.

ActivityInfo

Es un sistema de gestión de información web para monitoreo, evaluación y reportes, especialmente diseñado para entornos humanitarios y de desarrollo con operaciones geográficamente dispersas. Es seguro, flexible y no requiere instalación, con herramientas integradas para análisis y gestión avanzada de usuarios. Su infraestructura cumple con estándares ISO 27001 para seguridad de la información.

KoboToolbox

Es una plataforma open source para recolección, gestión y visualización de datos, muy usada para iniciativas de impacto social. Permite crear formularios personalizados complejos, desplegarlos para recolección offline u online con su app KoboCollect y ofrece gestión de proyectos, análisis y reportes flexibles, con múltiples tipos de preguntas y soporte multilenguaje. Ofrece APIs y conectividad con otras herramientas.

Tabla 14. Posibles aplicativos para captura digital de información para encuestas

Característica	WM SnapForms	ActivityInfo	KoboToolbox
Facilidad de diseño de formularios	Drag & drop, sin programación, rápido (1 a 3 horas)	No programable, basado en plantillas	Form builder avanzado, XLSForm, algo técnico
Modalidad de captura	Móvil con descarga remota, online en campo	Web optimizado para blanco y remoto	Offline u online con app móvil y web

Característica	WM SnapForms	ActivityInfo	KoboToolbox
Visualización en tiempo real	Visor geográfico con Google Maps, seguimiento rutas y tareas	Dashboard web y reportes	Visualización avanzada con mapas y reportes
Control y monitoreo del personal	Geo cercas para asegurar presencia en campo	No especificado	No nativo, requiere integración externa
Tipos de preguntas	Variedad con validaciones diversas	Multitipo dentro de formularios	Más de 25 tipos con lógica avanzada
Salida de datos	PDF y Excel	Reportes, exportación CSV	CSV, XLS, KML, GeoJSON y más
Usabilidad para organizaciones	Diseño simple, rápido, sin expertos IT	Para grandes organizaciones, M&E	Muy usado en ONGs y proyectos sociales
Seguridad y certificaciones	No especificado	ISO 27001, datos en Google Cloud	Código abierto, seguridad robusta

7.3 Actualización

Se detalla el proceso para actualizar la muestra estadística, los agentes a encuestar, los procedimientos y los formularios.

7.3.1 Actualización de la Muestra Estadística

Revisión de la Muestra: Se lleva a cabo un monitoreo constante de la muestra para verificar que las diferentes regiones y sectores estén adecuadamente representados. Cuando se detectan áreas geográficas subrepresentadas, se añaden más encuestas de esas zonas. Además, se realizan ajustes en la representación sectorial para asegurar que los agentes estén equilibradamente representados.

Método de Muestreo Adaptativo: Se implementa un muestreo estratificado y adaptativo que permite modificar las características de la muestra a medida que se van obteniendo más datos. Se ajustan las cuotas de la muestra de forma automática para corregir cualquier desbalance en la representación de los sectores o regiones.

Revisión Periódica de los Resultados: Se realizan revisiones periódicas de los resultados, lo que permite identificar rápidamente cualquier desviación significativa en la muestra y tomar las medidas correctivas necesarias.

7.3.2 Actualización de los Agentes a Encuestar

Inclusión de nuevos agentes según necesidades: A medida que avanza la recolección de datos, se identifican sectores o regiones que necesitan más representación. Se modifica el listado de agentes a encuestar, manteniendo la muestra.

7.3.3 Actualización de Formularios:

Revisión y ajuste del formulario: Se revisan los formularios de la encuesta de manera periódica, especialmente cuando se detectan ambigüedades en las respuestas o la necesidad de aclarar ciertas preguntas. En estos casos, se modifican las preguntas para hacerlas más claras, manteniendo en principio las variables de interés.

Calidad del Formulario: Se monitorea la aplicación de los formularios. Además, se implementan revisiones de las encuestas completadas.

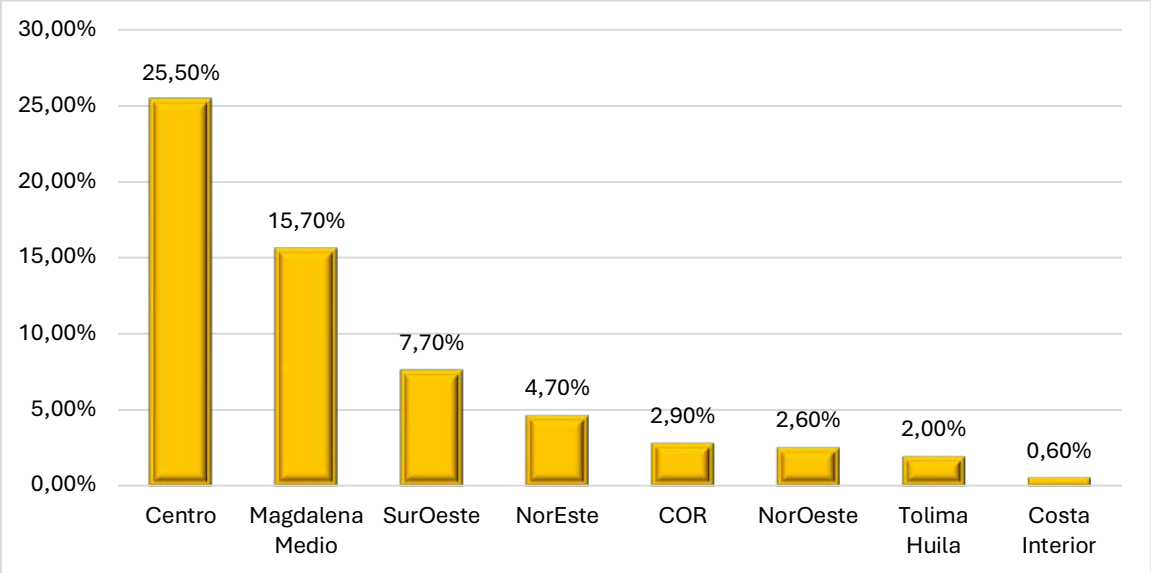
8 Anexo. Información complementaria – Consumo y tarifas

El presente análisis examina la estructura del mercado de gas natural en Colombia durante el período Julio 2024 - Junio 2025, con enfoque en las disparidades regionales y sectoriales en consumo y tarifas. El estudio revela significativas asimetrías que impactan la competitividad industrial y la eficiencia del mercado energético nacional.

El mercado gasífero colombiano presenta un consumo total de 1.039 GBTUD, distribuido de manera heterogénea entre nueve regiones y seis sectores económicos, con variaciones tarifarias que alcanzan ratios de 10:1 entre extremos

Análisis de consumo: concentración y dependencias regionales

La distribución geográfica del consumo evidencia una marcada concentración en las regiones de Costa Atlántica y Centro, que en conjunto representan el 65.4% del mercado nacional. La Costa Atlántica lidera con 408.33 GBTUD (39.9%), seguida por la región Centro con 260.60 GBTUD (25.5%). Esta concentración refleja no solo la distribución poblacional e industrial del país, sino también la localización de la infraestructura crítica de generación eléctrica y procesamiento industrial.

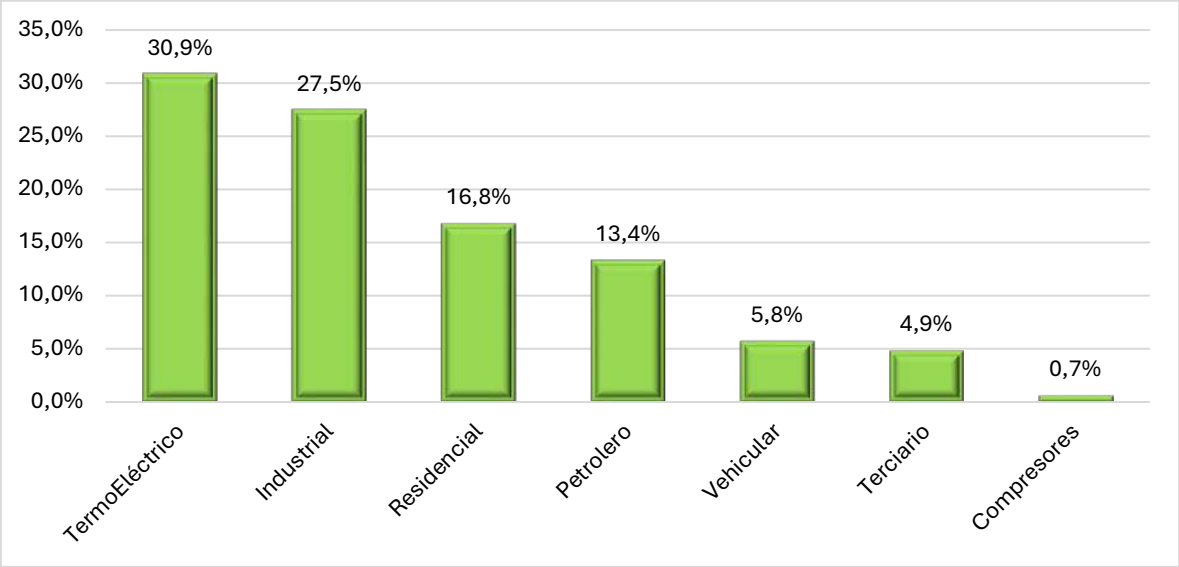


Participación por Región en el Consumo Total

8.1.1 Distribución Sectorial del Consumo Nacional

El sector termoeléctrico emerge como el mayor consumidor con 321 GBTUD (30.9% del total), mostrando una distribución geográfica particularmente sesgada: el 73% de su consumo

se concentra en la Costa Atlántica, donde representa el 58% del consumo regional total. Esta dependencia regional plantea vulnerabilidades operativas y de abastecimiento.
El sector industrial constituye el segundo consumidor con 286 GBTUD (27.5%), presentando una distribución más equilibrada entre regiones, aunque con notoria presencia en Centro (31% del consumo industrial nacional) y Costa Atlántica (28%).



Participación por sector en el Consumo Total

Particularmente, Costa Atlántica destaca como la región de mayor consumo, impulsada principalmente por el sector termoeléctrico (235.64 GBTUD), que explica el 58% de su demanda total. Esta característica la convierte en una región estratégica para la seguridad energética nacional.

Magdalena Medio presenta un perfil especializado, con fuerte presencia de los sectores petrolero (81.62 GBTUD) y termoeléctrico (42.36 GBTUD), que en conjunto representan el 77% de su consumo regional.

Las regiones de Costa Interior, COR y Tolima Huila muestran los menores niveles de consumo, representando en conjunto solo el 5.5% del mercado nacional, indicando oportunidades de expansión del mercado gasífero.

8.1.2 Análisis del Consumo Industrial por Sector y Tamaño Empresarial

El análisis del consumo industrial de gas natural se basa en los resultados de la Encuesta Anual Manufacturera (EAM-2023), que incluye 6.705 empresas distribuidas en distintos subsectores productivos y clasificadas por tamaño empresarial según el número de empleados. El estudio permite identificar patrones de concentración energética, economías de escala y heterogeneidad productiva dentro del tejido industrial colombiano. En conjunto,

las empresas analizadas registraron un consumo total de 215,99 GBTUD, equivalente a 183,5 millones de metros cúbicos mensuales.

La estructura empresarial presenta una distribución típica de las economías industriales: una amplia base de pequeñas y microempresas, frente a un grupo reducido de grandes consumidores.

Composición general del parque industrial

Tamaño empresarial	N° de empresas	% sobre total	Consumo total (GBTUD)	% sobre total	Consumo medio (m^3/mes)
Grande	762	11,40%	127,46	59%	142.149
Mediana	2.016	30,10%	81,27	38%	34.258
Pequeña	2.887	43,10%	6,89	3%	2.028
Micro	1.040	15,50%	0,38	0,20%	307
Total	**6.705**	**100%**	**215,99**	**100%**	

Fuente: Elaboración propia con base en EAM-2023.

Las 6.705 empresas registran un consumo total de 215,99 GBTUD. Aunque las grandes empresas representan solo el 11,4% del total, concentran casi el 60% del consumo total de gas natural. Las microempresas, en cambio, aportan apenas el 0,2%, confirmando una marcada concentración del consumo en los en la escala empresarial.

Comportamiento Segmentado por Tamaño Empresarial

Las grandes empresas concentran la mayor parte del consumo industrial: aunque representan apenas el 11,4 % del total, consumen 127,46 GBTUD, es decir, cerca del 59 % del total. El consumo promedio por empresa grande alcanza 142.149 m^3/mes, con una alta desviación estándar, reflejando la diversidad tecnológica y de escala dentro del grupo.

Las medianas empresas, con un 30,1 % de participación numérica, consumen 81,27 GBTUD (38 % del total), con un promedio de 34.258 m^3/mes. En este segmento se encuentra el consumo máximo individual de toda la muestra (7,4 millones m^3/mes), correspondiente a una empresa del sector de otros productos manufactureros.

En contraste, las pequeñas empresas, que representan el 43,1 %, consumen apenas 6,89 GBTUD (3 % del total). Las microempresas, a pesar de ser el 15,5 % de la base empresarial, aportan solo 0,38 GBTUD (0,2 % del total), con un consumo promedio de 307 m^3/mes por empresa.

El análisis por sectores revela importantes diferencias en la intensidad del uso del gas natural.

- **Sectores de Alto Consumo**

El sector de Productos Minerales No Metálicos (CIIU 23) emerge como el mayor consumidor, con 33,11 GBTUD. Presenta un patrón de consumo altamente intensivo en las grandes empresas, con un promedio de 760.444 m³/mes y una desviación estándar extremadamente alta, lo que sugiere operaciones de gran escala y heterogeneidad productiva.

El sector de Productos Alimenticios (CIIU 10) también ocupa una posición destacada con 35,07 GBTUD, mostrando una distribución más equilibrada entre grandes y medianas. Las grandes empresas consumen en promedio 80.851 m³/mes, mientras que las medianas registran 25.768 m³/mes.

El sector de Papel y Cartón (CIIU 17) alcanza 23,38 GBTUD, caracterizado por una alta intensidad en grandes empresas (promedio 472.352 m³/mes) y una variabilidad significativa, lo que refleja diferencias de escala y tecnología.

- **Sectores de Consumo Medio**
  Los sectores de Sustancias y Productos Químicos (CIIU 20) y Productos de Caucho y Plástico (CIIU 22) completan el grupo de mayores consumidores, con 24,88 GBTUD y 7,13 GBTUD respectivamente. En ambos casos, el consumo se concentra casi por completo en las empresas grandes y medianas, propias de procesos térmicos continuos y alto uso energético.

- **Sectores de Bajo Consumo**
  Múltiples sectores como Marroquinería (CIIU 15), Muebles (CIIU 31), Equipos de Transporte (CIIU 29-30) y Prendas de Vestir (CIIU 14) registran consumos mínimos (menores a 0,5 GBTUD). Estos sectores se caracterizan por procesos menos intensivos en gas y una estructura fragmentada, con predominio de pequeñas y microempresas. Esta fragmentación y bajo consumo por unidad los hace menos atractivos para programas de eficiencia energética masivos, pero son claves para políticas de inclusión y desarrollo productivo.

A continuación se detalla el consumo medio por tamaño de empresa dentro de cada sector principal.

Principales sectores industriales según consumo total y promedio (EAM-2023).

CIIU	Sector	Grandes (m³/mes)	Medianas (m³/mes)	Pequeñas (m³/mes)	Micro (m³/mes)	Observaciones
23	Productos minerales no metálicos	760.444	269.632	19.227	517	Mayor consumidor; hornos y procesos térmicos continuos.
10	Productos alimenticios	80.851	25.768	6.849	949	Distribución equilibrada entre grandes y medianas.
17	Papel y cartón	781.234	241.264	39.491	885	Procesos intensivos; alta variabilidad.

20	Sustancias y productos químicos	317.216	243.817	21.453	6.016	Consumo concentrado en medianas y grandes.
22	Caucho y plástico	200.271	13.226	1.203	849	Fuerte dependencia de procesos continuos.
14	Prendas de vestir	55.743	1.321	720	296	Bajo consumo; predominio de talleres pequeños.

Fuente: Elaboración propia con base en EAM-2023

Patrones y Tendencias Significativas

- **Economías de Escala Evidentes**
  El análisis confirma la existencia de economías de escala en el consumo industrial. Las grandes empresas consumen en promedio 467 veces más que las microempresas, relación que se mantiene consistentemente a través de la mayoría de los sectores analizados.

- **Heterogeneidad Intrasectorial**
  La alta desviación estándar observada en prácticamente todos los sectores y categorías indica una significativa heterogeneidad dentro de cada grupo. Esto sugiere que factores específicos de cada empresa, como tecnología, eficiencia operativa o especialización productiva, influyen considerablemente en los patrones de consumo.

- **Concentración**
  Cinco sectores principales (Productos Minerales No Metálicos, Alimenticios, Papel y Cartón, Sustancias Químicas, y Caucho y Plástico) representan aproximadamente el 65% del consumo industrial total, indicando una alta concentración sectorial de la demanda.

Brecha del consumo medio sectorial frente al promedio industrial

CIIU	Sector	Consumo medio (m^3/mes)	Δ vs. Media Industrial	% Diferencia
23	Minerales no metálicos	760.444	733.068	2678%
10	Productos alimenticios	80.851	53.475	1626%
17	Papel y cartón	781.234	753.858	534%
20	Sustancias químicas	317.216	289.840	195%
22	Caucho y plástico	200.271	172.895	192%

Fuente: Cálculos propios con base en EAM-2023.

Conclusión

El panorama del consumo industrial presenta una estructura dual: una base amplia de pequeñas empresas con consumo reducido y un grupo pequeño de grandes consumidores que

concentran la mayor parte de la demanda. Esta configuración ofrece oportunidades estratégicas para intervenciones focalizadas que maximicen el impacto en la eficiencia global, mientras se desarrollan políticas diferenciadas que atiendan las necesidades específicas de cada segmento empresarial. La comprensión de estos patrones es fundamental para diseñar estrategias efectivas de gestión energética y desarrollo industrial sostenible.

Análisis de la Tarifa [USD/MBTU] (Julio 2024 – Junio 2025)

El análisis de la estructura tarifaria del gas natural en Colombia revela un mercado profundamente fragmentado, donde la ubicación geográfica determina significativamente la competitividad empresarial y el costo de vida de los ciudadanos. Las disparidades tarifarias entre regiones alcanzan niveles críticos, con diferencias de hasta 245% en el sector industrial, planteando serios desafíos para el desarrollo económico equilibrado del país.

Este parte del análisis examina las asimetrías tarifarias por región y sector, identificando los desequilibrios más significativos y proponiendo medidas correctivas para construir un mercado gasífero más equitativo y competitivo.

Tarifa promedio de gas natural por sector y región (Jul. 2024 – Jun. 2025).

Tarifa [USD/MBTU] (Jul.2024-Jun.2025)	**Residencial**	**Industria**	**Terciario**	**Vehicular**	**Termo Eléctrico**	**Petrolero**	**Compresores**	**Todos los Sectores**
Centro	$ 13,47	$ 8,41	$ 16,97	$ 16,70	$ 38,71		$ 0,94	$ 15,86
Costa Atlántica	$ 15,41	$ 13,09	$ 18,04	$ 17,67	$ 3,64		$ -	$ 11,31
Costa Interior	$ 16,01	$ 13,29	$ 16,91	$ 17,80	-		$ -	$ 10,67
CQR	$ 15,94	$ 16,40	$ 21,27	$ 20,07	-		$ -	$ 12,28
Magdalena Medio	$ 14,90	$ 11,64	$ 16,86	$ 17,47	-		$ -	$ 10,14
NorEste	$ 16,87	$ 13,81	$ 20,64	$ 17,53	-		$ 11,39	$ 13,37
NorOeste	$ 14,60	$ 13,82	$ 14,61	$ 19,21	-		$ -	$ 10,37
SurOeste	$ 25,96	$ 16,44	$ 26,03	$ 19,03	$ 16,74		$ -	$ 17,37
Tolima Huila	$ 25,27	$ 29,01	$ 30,19	$ 18,18	$ -		$ -	$ 17,11
Nacional	$ 18,00	$ 13,81	$ 19,86	$ 17,99	$ 15,53		$ 1,34	$ 14,42

Fuente: elaboración propia con base en información reportada por SUI

Dispersión sectorial

El sector industrial presenta la mayor amplitud tarifaria, con valores que oscilan entre 8,41 USD/MBTU en la región Centro y 29,01 USD/MBTU en Tolima-Huila, lo que implica una relación de 3,45 veces entre el menor y el mayor valor registrado. Le siguen los sectores terciario y residencial, cuyos rangos también son amplios (de 14,61 a 30,19 y de 13,47 a 25,96 USD/MBTU, respectivamente). En contraste, el sector vehicular muestra una relativa estabilidad, con tarifas entre 16,70 y 20,07 USD/MBTU, muy próximas al promedio nacional (17,99 USD/MBTU).

Comportamiento regional

Las regiones Costa Atlántica, Costa Interior, Magdalena Medio, NorOeste y CQR se sitúan por debajo del promedio nacional en el agregado de todos los sectores, con valores entre 10,14 y 12,28 USD/MBTU, lo que sugiere estructuras de costos más eficientes o contratos de suministro más competitivos. Por el contrario, las regiones Centro, SurOeste y Tolima-Huila registran los mayores promedios globales (15,86, 17,37 y 17,11 USD/MBTU, respectivamente), lo que denota una presión tarifaria más alta, especialmente en sectores intensivos en consumo.

El caso del Centro es particular: combina la tarifa industrial más baja (8,41 USD/MBTU) con un valor extraordinariamente alto en el uso termoeléctrico (38,71 USD/MBTU), lo que eleva su promedio general. En el extremo opuesto, la Costa Atlántica presenta un valor atípicamente bajo para el mismo uso (3,64 USD/MBTU), reflejando diferencias en la estructura de costos energéticos o en la composición de su matriz de generación.

Comportamiento por sector

-Residencial: los precios más altos se concentran en el SurOeste (25,96) y Tolima-Huila (25,27), ambos muy por encima del promedio nacional (18,00), mientras que el Centro presenta el valor más bajo (13,47).

-Industrial: existe una brecha de más del 200% entre la región más barata (Centro, 8,41) y la más cara (Tolima-Huila, 29,01), lo que puede tener efectos directos sobre la competitividad regional.

-Terciario: los valores extremos se encuentran entre NorOeste (14,61) y Tolima-Huila (30,19), revelando desigualdades notables en costos de operación para el sector servicios.
-Vehicular: mantiene un comportamiento homogéneo en todo el territorio, con ligeros sobrecostos en CQR (20,07) y NorOeste (19,21).
-Termoeléctrico: el rango es muy amplio (3,64–38,71), aunque la cobertura de datos es limitada.

-Petrolero y Compresores: aparecen solo en algunos registros, sin permitir comparaciones robustas; sus valores (11,39 y 0,94–1,34 USD/MBTU) sugieren esquemas tarifarios específicos o segmentados.

Implicaciones y conclusiones

La disparidad tarifaria observada tiene implicaciones económicas y regulatorias relevantes. Por un lado, las regiones con tarifas más elevadas pueden enfrentar restricciones de competitividad, especialmente en los sectores industrial y terciario, donde la energía representa una proporción considerable de los costos de producción. Por otro lado, la existencia de valores extremadamente bajos o altos en usos como el termoeléctrico evidencia posibles distorsiones o la necesidad de revisar los mecanismos de indexación y peajes aplicados.

En términos de equidad, la brecha residencial entre regiones (de 13,47 a 25,96 USD/MBTU) plantea la necesidad de evaluar políticas de compensación o subsidio focalizado. Finalmente, el comportamiento más estable del sector vehicular y la baja participación del petrolero y compresores indican áreas donde las tarifas parecen responder más a condiciones contractuales particulares que a diferencias estructurales del mercado

Análisis Del Consumo y Estructura Tarifaria Del Sector Industrial

El presente análisis examina la estructura tarifaria del gas natural en el sector industrial colombiano, considerando las diferencias por tamaño empresarial y por sector económico, a partir de los datos de la EAM-2023. Los precios observados oscilan entre $333,94 y $6.578,72 COP/m³, con una tarifa promedio general de $2.012,57 COP/m³ y una desviación estándar de $556,38, reflejando una marcada heterogeneidad entre sectores y tamaños empresariales.

Panorama General del Mercado Tarifario

La estructura tarifaria del gas natural presenta un comportamiento segmentado según el tamaño empresarial. Las grandes empresas, aunque representan apenas el 11,4% del total, registran la tarifa promedio más baja ($1.815,66/m³), reflejando ventajas de escala y condiciones contractuales preferenciales.

En conjunto, estos resultados confirman la existencia de asimetrías tarifarias ligadas al tamaño empresarial.

Estructura tarifaria del gas natural por tamaño de empresa (COP/m³)

Tamaño empresarial	N° de empresas	% sobre total	Tarifa media (COP/m³)	Mín (COP/m³)	Máx (COP/m³)	Desv. Est. (COP/m³)
Grande	762	11,40%	1.815,66	710	2.888,54	516,66
Mediana	2.016	30,10%	2.048,11	333,94	6.578,72	571,82
Pequeña	2.887	43,10%	2.101,55	671,3	4.498,76	533,58
Micro	1.040	15,50%	2.023,33	675,69	2.974,82	549,1
Total	6.705	100,00%	2.012,57	333,94	6.578,72	556,38

Fuente: EAM-2023

En contraste, las pequeñas empresas, que constituyen el 43,1% del total, presentan la tarifa promedio más alta ($2.101,55/m³). Las medianas empresas exhiben la mayor dispersión de precios, con un rango de $333,94 a $6.578,72/m³, mientras que las microempresas muestran una estructura tarifaria más compacta, con promedios de $2.023,33/m³. Esta ventaja tarifaria de las grandes empresas se superpone a su alto consumo, ampliando aún más su ventaja competitiva en costos operativos

Comportamiento Segmentado por Tamaño Empresarial

Al examinar la estructura tarifaria del gas por categorías de empresa, se identifican patrones diferenciados que reflejan las distintas realidades competitivas de cada segmento. Las medianas empresas emergen como el segmento con mayor variabilidad tarifaria, registrando el rango más amplio de precios. Esta dispersión sugiere que las empresas medianas enfrentan condiciones altamente heterogéneas en el mercado del gas, posiblemente debido a su posición intermedia que las sitúa entre esquemas tarifarios diseñados para grandes consumidores y aquellos orientados a pequeñas empresas.

Las pequeñas empresas presentan una situación tarifaria más consistente en el servicio de gas, con un promedio de $2.101,55 COP/m³ que se ubica como el más elevado entre todos los segmentos. Su rango tarifario muestra una distribución más compacta alrededor de la media, indicando cierta estandarización en las condiciones que enfrenta este segmento productivo.

El segmento de microempresas destaca por registrar una tarifa promedio favorable ($2.023,33 COP/m³). Este comportamiento podría responder a esquemas tarifarios diferenciados, consumos básicos o características específicas de uso propias de esta categoría empresarial.

Las grandes empresas, por su parte, evidencian claras ventajas de escala en el acceso al gas natural, con el promedio tarifario más bajo ($1.815,66 COP/m³) y una variabilidad moderada. Este patrón sugiere que las grandes corporaciones acceden a condiciones tarifarias preferenciales, posiblemente derivadas de su capacidad de negociación, volúmenes de consumo, contratos a largo plazo o acceso directo a fuentes de abastecimiento.

Dinámicas Sectoriales Destacadas

El análisis sectorial revela disparidades significativas en la estructura tarifaria del gas entre actividades industriales. Los sectores intensivos en gas como Productos Minerales No Metálicos (CIIU 23) muestran tarifas relativamente bajas en empresas grandes (promedio $1.321,71 COP/m³), lo que sugiere esquemas volumétricos, contratos preferenciales o condiciones negociadas propias de operaciones de alto consumo.

En contraste, sectores como Elaboración de Bebidas (CIIU 11) presentan tarifas consistentemente elevadas en la mayoría de tamaños, con promedios > $2.000 COP/m³ en medianas y pequeñas. Esto puede asociarse a requerimientos de calidad, procesos térmicos continuos o costos de distribución particulares.

Por su parte, Productos Farmacéuticos (CIIU 21) registra las tarifas más altas para microempresas (promedio $2.650,71 COP/m³), mientras que Productos Metalúrgicos Básicos (CIIU 24) exhibe uniformidad tarifaria en grandes (DE $240,60), indicio de contratos estandarizados o condiciones de abastecimiento homogéneas.

Sectores destacados según tarifa media y lectura cualitativa

CIIU	Sector	Tarifa Grande	Tarifa Mediana	Tarifa Pequeña	Tarifa Micro	Observación

23	Minerales no metálicos	$ 1.321,71	$ 2.008,74	$ 1.704,51	$ 2.170,94	Tarifas bajas en grandes; alta dispersión en medianas
10	Productos alimenticios	$ 1.778,93	$ 2.037,69	$ 2.035,99	$ 1.946,49	Estructura tarifaria equilibrada
17	Papel y cartón	$ 1.483,50	$ 1.538,09	$ 2.023,56	$ 2.648,99	Alta dispersión; relación con procesos térmicos
11	Elaboración de bebidas	$ 1.674,79	$ 2.164,06	$ 2.093,05	-	Tarifas altas; procesos continuos
21	Productos farmacéuticos	$ 2.155,63	$ 2.302,53	$ 2.272,40	$ 2.650,71	Tarifas más altas del mercado

Fuente: Elaboración propia con base en EAM-2023

8.1.3 Patrones Estratégicos y Oportunidades

La estructura tarifaria del gas natural revela patrones estratégicos claros. Destaca un efecto de economías de escala que favorece a las empresas grandes en prácticamente todos los sectores, con precios unitarios más bajos que los de las PYMES. Este hallazgo es especialmente relevante en el contexto de transición energética, donde el gas natural actúa como combustible de transición y la competitividad energética resulta crítica.

Se observa también alta variabilidad intersectorial, lo que abre oportunidades de optimización de costos, en especial en Productos Minerales No Metálicos (CIIU 23) y Otros productos manufactureros (CIIU 32), donde la dispersión tarifaria sugiere falta de estandarización y potenciales ineficiencias contractuales o de abastecimiento.

Los valores atípicos extremos —como la tarifa de $6.578,72 COP/m³ en una mediana del CIIU 23— requieren revisión específica (ubicación geográfica, condiciones de red/distribución, calidad de gas exigida, tipo de contrato, volúmenes y estacionalidad), pues pueden distorsionar los promedios sectoriales. Se recomienda una auditoría específica a los casos atípicos para identificar si responden a condiciones geográficas extremas, ineficiencias contractuales o problemas de medición.

Brecha frente al promedio de la industria

CIUU	**Sector**	**Media sector (COP/m³)**	**Δ vs Media[1] Industria**	**% Diferencia**
23	Productos minerales no metálicos	$ 1.801,48	–211,09	–10,5%
21	Productos farmacéuticos	$ 2.345,32	332,75	16,50%
24	Productos metalúrgicos básicos	$ 1.715,67	–296,90	–14,7%
10	Productos alimenticios	$ 1.949,78	–62,79	–3,1%
22	Caucho y plástico	$ 2.007,73	–4,84	–0,2%

Fuente: Cálculos propios con base en EAM-2023.

[1] Δ = (Media sector) – (Media industria). Signo **negativo** = tarifa **inferior** al promedio; **positivo** = **superior** al promedio

En términos relativos, los sectores de alto consumo energético presentan tarifas **entre 10% y 15% inferiores** al promedio industrial, mientras que las actividades de menor escala o especialización (como farmacéutica o muebles) pagan entre **10% y 20% más**. Estas brechas tarifarias constituyen un **indicador indirecto de desigualdad competitiva** entre ramas manufactureras.

Conclusión General e Implicaciones de Política

La superposición de ambos análisis revela un círculo virtuoso para las grandes empresas: son los mayores consumidores y, a la vez, acceden al gas a un menor costo unitario. Esta doble condición consolida su posición dominante y plantea un desafío estructural para la competitividad de las PYMES, que no solo consumen menos volumen, sino que lo hacen a un precio superior.

Los hallazgos sugieren la necesidad de políticas públicas que aborden esta dualidad desde ambos frentes:

Eficiencia Energética: Programas focalizados en los grandes consumidores (minerales no metálicos, papel, químicos) para maximizar el impacto en el consumo total nacional.
Equidad Tarifaria: Mecanismos que mitiguen las asimetrías entre grandes empresas y PYMES, como esquemas de contratación colectiva, tarifas sociales para microempresas o subsidios cruzados limitados.

Transparencia de Mercado: Mayor disponibilidad de información sobre estructuras tarifarias sectoriales para facilitar la negociación de las PYMES.

Desarrollo Tecnológico: Incentivos para la adopción de tecnologías eficientes en los sectores de medio consumo con alto potencial de crecimiento.

La comprensión integral de estos patrones de consumo y tarifas es fundamental para diseñar estrategias efectivas de gestión energética y desarrollo industrial sostenible en Colombia, equilibrando los objetivos de competitividad internacional con la equidad en el mercado interno.

Sector Residencial

El sector residencial colombiano según los registros del SUI en el rango de tiempo solicitado está compuesto por 11.36 millones de usuarios de gas natural, con un consumo total de 186.57 GBTUD (158.55 millones de m^3/mes). El análisis por estratos y regiones revela patrones de consumo heterogéneos y profundas disparidades tarifarias que impactan el costo de vida de los hogares.

Resumen Nacional por Estrato

Estrato	Usuarios	% Total	Consumo Total (GBTUD)	Consumo Promedio (m^3/mes)	Tarifa Promedio (COP/m^3)
1	2.68 millones	23.6%	38.72	12.29	$ 5.231

2	4.02 millones	35.3%	56.99	12.06	$ 5.092
3	2.95 millones	25.9%	39.44	11.37	$ 6.195
4	1.11 millones	9.7%	29.95	23.01	$ 12.009
5 y 6	0.61 millones	5.4%	13.13	18.16	$ 9.870

Patrones de Consumo por Estratos Socioeconómicos

Los patrones de consumo residencial muestran comportamientos marcadamente diferenciados entre estratos. Mientras los estratos 1, 2 y 3 presentan consumos promedio similares, en el rango de 11 a 12 metros cúbicos mensuales por usuario, los estratos 4 y 5-6 evidencian consumos significativamente superiores, alcanzando 23.01 y 18.16 metros cúbicos respectivamente. Esta brecha en los patrones de consumo se acompaña de una alta variabilidad, particularmente en el estrato 4, donde la desviación estándar de 152.63 metros cúbicos y valores máximos que superan los 2,500 metros cúbicos mensuales sugieren posibles anomalías en la medición o mezcla de usos residenciales con comerciales.

Disparidades Tarifarias Regionales y su Impacto

El análisis tarifario por regiones revela profundas desigualdades en el costo del gas natural para los hogares colombianos. La región NorEste presenta las tarifas más elevadas para los estratos 1 y 2, con valores de $10,758 y $8,722 COP/m³ respectivamente, lo que representa una carga desproporcionada para los hogares de menores ingresos en esta región. En contraste, la región Centro muestra un esquema tarifario invertido, con tarifas relativamente bajas para estratos 1-3, pero extremadamente altas para estratos 4-6, alcanzando los $23,479 COP/m³ para el estrato 4. Esta estructura sugiere la existencia de subsidios cruzados que, si bien benefician a los estratos bajos, generan distorsiones significativas en el mercado.

Análisis de Equidad y Eficiencia Tarifaria

La evaluación de la equidad tarifaria entre regiones identifica a NorOeste y Costa Interior como las regiones con mejores desempeños, manteniendo diferencias moderadas entre estratos y tarifas generales por debajo del promedio nacional. NorOeste, en particular, destaca por su tarifa de $1,981 COP/m³ para estrato 1, significativamente inferior al promedio nacional. Por otro lado, las regiones Centro y Tolima Huila muestran los mayores desequilibrios, con diferencias entre estratos que superan el 600% en el caso del Centro. Estas disparidades no solo afectan la equidad horizontal entre hogares de similar estrato en diferentes regiones, sino que también impactan la competitividad regional y la distribución territorial del desarrollo económico.

Hallazgos Críticos y Recomendaciones Estratégicas

El estudio identifica varios desafíos críticos que requieren intervención regulatoria. En primer lugar, la extrema variabilidad en el consumo del estrato 4 sugiere problemas de clasificación y medición que distorsionan los promedios sectoriales. En segundo lugar, la ausencia de criterios tarifarios uniformes a nivel nacional genera inequidades injustificadas entre regiones. Finalmente, los esquemas de subsidios cruzados, aunque bien intencionados, carecen de transparencia y uniformidad en su aplicación.

Como medidas prioritarias, se recomienda la revisión inmediata de la clasificación de usuarios en el estrato 4 con consumos atípicos, la implementación de auditorías tarifarias en las regiones con mayores desequilibrios, y el establecimiento de estándares nacionales de equidad tarifaria.

Adicionalmente, se propone la normalización progresiva de las estructuras tarifarias y el desarrollo de programas de eficiencia energética focalizados en los estratos con mayores consumos, con el objetivo de construir un mercado residencial de gas natural más justo, transparente y eficiente para todos los colombianos.

Sector Terciario

El sector terciario a nivel nacional comprende un total de 202.484 usuarios no residenciales, con un consumo agregado de 49,86 GBTUD, equivalente a aproximadamente 42,4 millones de metros cúbicos mensuales. La distribución de estos usuarios es desigual entre regiones: la Región Centro concentra casi la mitad de los clientes (48%) y más de la mitad del consumo total nacional, con una tarifa media relativamente baja de $2.948 COP/m³. Le siguen en importancia la Costa Atlántica y la Región NorOeste, que juntas suman cerca de un cuarto de los usuarios a nivel nacional.

Se observa una gran heterogeneidad en los patrones de consumo entre regiones y usuarios. Mientras el consumo promedio nacional por usuario es de 222.878 m³/mes, el rango de consumo individual es sumamente amplio: desde apenas 0,08 m³/mes hasta más de 7,6 millones de m³/mes. La Región NorOeste presenta el consumo medio por usuario más elevado del país (113.611 m³/mes), muy por encima del promedio nacional. En cuanto a las tarifas, existe una dispersión significativa a nivel nacional, con valores que oscilan entre $530 COP/m³ y $25.187 COP/m³, lo que refleja diferencias importantes en las condiciones regulatorias, costos de transporte y estructuras comerciales entre las distintas regiones del país.

Región	Cantidad de Usuarios	Consumo Total	Consumo Total	Consumo por Usuario				Tarifa			
				Mín	Máx.	Media	Desv. Est.	Mín	Máx.	Media	Desv. Est.
		[GBTUD]	[Mm3/mes]	[m3/mes]				[COP/m3]			
Centro	96.937	26,06	22.147.244,43	0,08	7.643.087,67	28.070,02	384.082,89	$ 529,76	$ 25.187,48	$ 2.948,14	$ 2.109,16
Costa Atlántica	23.161	5,56	4.720.850,53	0,42	697.946,25	14.615,64	74.195,51	$ 1.248,84	$ 9.950,51	$ 2.737,51	$ 656,05
Costa Interior	2.546	0,54	458.900,50	0,42	137.209,42	7.170,32	23.913,39	$ 1.805,58	$ 3.290,92	$ 2.539,95	$ 335,31
CQR	13.816	3,20	2.719.964,64	0,08	336.452,92	16.999,78	51.933,77	$ 1.761,23	$ 11.386,30	$ 3.630,33	$ 1.860,51
Magdalena Medio	3.312	0,68	574.235,18	0,67	96.823,08	6.241,69	16.372,24	$ 1.545,30	$ 10.764,59	$ 2.992,71	$ 1.993,15
NorEste	11.925	2,66	2.263.430,58	0,42	511.947,33	13.635,12	60.662,42	$ 688,17	$ 10.909,97	$ 4.361,61	$ 2.594,29
NorOeste	26.667	5,53	4.697.795,49	0,10	1.304.520,49	18.495,26	113.611,09	$ 1.470,68	$ 11.854,92	$ 2.816,17	$ 2.178,99
SurOeste	16.536	3,60	3.059.181,50	0,33	941.143,92	20.953,30	109.354,07	$ 2.657,88	$ 12.246,99	$ 4.214,44	$ 2.109,14
Tolima Huila	7.584	1,28	1.089.145,31	0,25	216.578,00	2.904,39	16.537,40	$ 1.994,53	$ 18.761,33	$ 5.581,53	$ 2.742,72
Nacional	**202.484**	**49,86**	**42.374.104**	**0,08**	**7.643.087,67**	**16.855,25**	**222.878,58**	**$ 529,76**	**$ 25.187,48**	**$ 3.846,96**	**$ 2.683,93**

Sector Gas Natural Vehicular (GNV)

El sector de Gas Natural Vehicular (GNV) a nivel nacional cuenta con 1.139 estaciones de servicio (EDS) registradas, que en conjunto demandan un consumo total de 41,81 GBTUD, equivalente a aproximadamente 35,5 millones de metros cúbicos al mes. La Región Centro lidera claramente este mercado, con 282 estaciones que representan cerca de una cuarta parte del total nacional y concentran más de la mitad del consumo de GNV, con un consumo medio por estación de 256.499 m³/mes, muy superior al promedio nacional. Le sigue la Costa Atlántica, con 258 estaciones, aunque con un consumo medio por EDS significativamente menor.

Se observa una marcada variabilidad en el consumo por estación entre regiones, con valores que van desde apenas 0,01 m³/mes hasta más de 3,5 millones de m³/mes a nivel nacional. En cuanto a las tarifas, el rango es amplio, desde un mínimo de $2 COP/m³ hasta un máximo de $9.201 COP/m³, con una tarifa media nacional de $2.349 COP/m³. La región SurOeste presenta la mayor dispersión tarifaria, mientras que la región Centro, a pesar de su alto volumen de consumo, mantiene una de las tarifas promedio más bajas del país. Esta estructura refleja un mercado de GNV concentrado en la Región Centro, pero con realidades operativas y comerciales muy heterogéneas en las distintas regiones.

Región	Cantidad Usuarios (EDS)	Consumo Total		Consumo por Usuario (EDS)				Tarifa			
				Mín	Máx.	Media	Desv. Est.	Mín	Máx.	Media	Desv. Est.
		[GBTUD]	[Mm3/mes]	[m3/mes]				[COP/m3]			
Centro	282	21,91	18.622.349,96	0,53	3.511.470,12	66.036,70	256.498,69	$ 1.580,00	$ 3.649,00	$ 2.200,17	$ 339,83
Costa Atlántica	258	5,88	4.996.625,69	0,01	200.029,18	19.366,77	37.554,05	$ 1.490,00	$ 3.500,00	$ 2.297,52	$ 398,56
Costa Interior	24	0,30	254.393,68	185,92	27.374,47	10.599,74	8.183,67	$ 1.340,00	$ 3.018,00	$ 2.230,98	$ 478,24
CQR	87	1,99	1.688.850,33	0,73	67.202,24	19.412,07	17.963,32	$ 1.728,00	$ 9.201,00	$ 2.551,14	$ 643,19
Magdalena Medio	60	0,32	270.618,10	324,04	21.707,78	4.510,30	4.584,11	$ 1.728,00	$ 2.993,00	$ 2.353,85	$ 345,69
NorEste	60	1,49	1.263.450,79	167,44	151.245,34	21.057,51	30.321,24	$ 1.728,00	$ 3.600,00	$ 2.337,03	$ 355,13
NorOeste	135	3,32	2.821.356,01	37,70	175.977,52	20.898,93	38.768,56	$ 1.728,00	$ 4.194,00	$ 2.475,68	$ 506,48
SurOeste	117	4,07	3.459.227,59	1,81	308.907,42	29.566,05	67.415,87	$ 2,00	$ 9.090,00	$ 2.522,70	$ 575,98
Tolima Huila	116	1,86	1.583.237,09	0,81	87.596,84	13.648,60	21.928,58	$ 1.700,00	$ 4.130,00	$ 2.374,72	$ 403,98
Nacional	1.139	41,81	35.534.841,72	0,01	3.511.470,12	31.198,28	135.573,09	$ 2,00	$ 9.201,00	$ 2.348,81	$ 458,63

Sector Termoeléctrico

El parque termoeléctrico analizado está compuesto por 26 plantas con una capacidad nominal total de 3.870 MW, concentradas principalmente en la región Costa Atlántica, que alberga 15 de estas plantas. La mayoría son plantas de ciclo combinado que operan con gas natural,

mostrando factores de uso notablemente altos, superiores al 90% en la mayoría de los casos, lo que indica una utilización intensiva de la capacidad instalada.

En términos de eficiencia energética, se observa una clara ventaja de las plantas más modernas de ciclo combinado como TERMOVALLE CC y TERMOCANDELARIA CC, que alcanzan eficiencias del 54,6% y 52,6% respectivamente, con heat rates bajos de 6,25 y 6,49 MBTU/MWh. En contraste, las plantas más antiguas como BARRANQUILLA 3 y 4, que datan de 1980, presentan eficiencias significativamente menores, alrededor del 30%, con heat rates que superan los 10 MBTU/MWh.

Las plantas TERMOYOPAL 1 y 2, aunque relativamente recientes, muestran los indicadores de eficiencia más bajos del parque, con heat rates de 13,55 y 12,02 MBTU/MWh respectivamente. Cabe destacar que algunas plantas como CARTAGENA 1, 2 y 3, junto con GUAJIRA 1 y 2, utilizan combustibles sustitutos como mezclas de gas-fuel oil o gas-carbón, lo que probablemente incide en sus menores niveles de eficiencia comparados con las plantas que operan exclusivamente con gas natural.

Listado plantas térmicas

Nombre (1)		Ubicación			Fecha Puesta Operación	Potencia Nominal	Potencia Media (2)	Consumo Medio (2)	Factor de Uso	Heat Rate	Eficiencia	Registra Combustible Sustituto
		Región	Departamento	Municipio	[mmm/yyyy]	[MW]	[MW]	[GBTUD]	[%]	[MBTU/MWh]	[%]	[Si/No, Cuál]
1	BARRANQUILLA 3	Costa Atlántica	ATLÁNTICO	SOLEDAD	01/01/1980	60	41	6,0	95%	10,51	32,5%	Gas
2	BARRANQUILLA 4	Costa Atlántica	ATLÁNTICO	SOLEDAD	01/01/1980	60	42	7,0	96%	11,67	29,2%	Gas
3	CARTAGENA 1	Costa Atlántica	BOLÍVAR	CARTAGENA DE INDIAS	20/07/1995	52	36	0,5	62%	13,67	25,0%	Mezcla Gas-Fuel Oil
4	CARTAGENA 2	Costa Atlántica	BOLÍVAR	CARTAGENA DE INDIAS	01/01/1980	60	40	3,6	69%	11,81	28,9%	Mezcla Gas-Fuel Oil
5	CARTAGENA 3	Costa Atlántica	BOLÍVAR	CARTAGENA DE INDIAS	01/01/1980	66		2,9		11,52	29,6%	Gas
6	FLORES 4 CC	Costa Atlántica	ATLÁNTICO	BARRANQUILLA	01/12/2010	445	277	21,9	95%	7,01	48,7%	Gas
7	FLORES I CC	Costa Atlántica	ATLÁNTICO	BARRANQUILLA	01/11/1993	160	89	7,0	99%	7,27	46,9%	Gas
8	GUAJIRA 1	Costa Atlántica	LA GUAJIRA	DIBULLA	08/08/1983	145	120	7,6	95%	10,95	31,2%	Mezcla Gas - Carbón
9	GUAJIRA 2	Costa Atlántica	LA GUAJIRA	DIBULLA	23/11/1987	130	106	6,2	92%	10,22	33,4%	Mezcla Gas - Carbón
10	MERILECTRICA 1	Magdalena Medio	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	05/02/1998	164	101	14,8	82%	9,00	37,9%	Gas
11	PROELECTRICA 1	Costa Atlántica	BOLÍVAR	CARTAGENA DE INDIAS	01/07/1993	45	29	7,1	93%	8,27	41,3%	Gas
12	PROELECTRICA 2	Costa Atlántica	BOLÍVAR	CARTAGENA DE INDIAS	01/07/1993	45	31		95%	8,07	42,3%	Gas
13	TEBSAB CC	Costa Atlántica	ATLÁNTICO	SOLEDAD	21/10/1989	791	486	43,0	90%	7,19	47,5%	Gas
14	TERMOCANDELARIA CC	Costa Atlántica	BOLÍVAR	CARTAGENA DE INDIAS	27/10/2023	555	317	37,6	97%	6,49	52,6%	Gas
15	TERMOCARIBE III	Costa Atlántica	BOLÍVAR	SANTA ROSA	21/03/2024	52				8,60	39,7%	Gas
16	TERMOCENTRO CC	Centro	SANTANDER	CIMITARRA	30/11/2000	272	0	15,9	100%	7,37	46,3%	Gas
17	TERMODORADA 1	Tolima Huila	CALDAS	LA DORADA	11/08/1997	50	23	5,0	55%	9,66	35,3%	Gas

Nombre (1)		Ubicación			Fecha Puesta Operación	Potencia Nominal	Potencia Media (2)	Consumo Medio (2)	Factor de Uso	Heat Rate	Eficiencia	Registra Combustible Sustituto
		Región	Departamento	Municipio	[mmm/yyyy]	[MW]	[MW]	[GBTUD]	[%]	[MBTU/MWh]	[%]	[Si/No, Cuál]
18	TERMOEMCALI CC	SurOeste	VALLE DEL CAUCA	PALMIRA	16/07/1999	229	138	12,3	88%	6,94	49,2%	Gas
19	TERMONORTE	Costa Atlántica	MAGDALENA	SANTA MARTA	01/12/2018	88	71	7,5	84%	9,11	37,5%	Gas
20	TERMOVALLE CC	SurOeste	VALLE DEL CAUCA	PALMIRA	17/12/2011	234	141	17,8	98%	6,25	54,6%	Gas
21	TERMOYOPAL 1	Centro	CASANARE	YOPAL	01/12/2020	8	16	4,2	98%	13,55	25,2%	Gas
22	TERMOYOPAL 2	Centro	CASANARE	YOPAL	29/07/2004	28	27	6,0	94%	12,02	28,4%	Gas
23	TERMOYOPAL G3	Centro	CASANARE	YOPAL	31/08/2020	50	48	6,1	96%	8,49	40,2%	Gas
24	TERMOYOPAL G4	Centro	CASANARE	YOPAL	31/08/2020	50	46	4,5	92%	8,39	40,7%	Gas
25	TERMOYOPAL G5	Centro	CASANARE	YOPAL	11/02/2021	50	48	6,9	96%	8,06	42,3%	Gas
26	TESORITO	Costa Atlántica	CÓRDOBA	SAHAGÚN	14/09/2022	200	123	12,5	68%	7,52	45,4%	Gas

Consumo de Gas Natural por Subsector CIIU a nivel nacional

Consumo de Gas Natural por Subsector CIIU a nivel nacional

Subsector CIIU		Cantidad de Usuarios	Tamaño empresa	Cantidad de Usuarios por Tamaño Empresa	Consumo Total		Consumo por Usuario			
							Mín	Máx.	Media	Desv. Est.
					[GBTUD]	[Mm3/mes]	[Mm3/mes] Calculada			
10	**Productos alimenticios**	1.315	Grande	203	19,31293	16.412.787,67	0,00	599.394,08	80.851,17	121.226,35
			Mediana	469	14,22069	12.085.225,75	0,00	1.024.313,25	25.768,07	92.609,06
			Pequeña	483	1,414958	1.202.479,83	0,00	103.873,83	2.489,61	6.848,74
			Micro	160	0,120458	102.369,17	0,00	5.607,00	639,81	948,56
11	**Elaboración de bebidas**	66	Grande	20	4,804402	4.082.945,33	1.113,17	735.098,67	204.147,27	237.816,44
			Mediana	22	0,838616	712.684,75	0,00	175.457,08	32.394,76	61.030,16
			Pequeña	20	0,030861	26.226,83	0,00	11.575,50	1.311,34	3.484,91
			Micro	4	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	**Productos textiles**	198	Grande	28	3,075133	2.613.353,08	0,00	333.724,33	93.334,04	113.288,19
			Mediana	69	2,008131	1.706.578,42	0,00	386.026,67	24.733,02	79.192,80
			Pequeña	77	0,352446	299.521,00	0,00	49.552,00	3.889,88	10.708,51
			Micro	24	0,076423	64.946,92	0,00	64.631,92	2.706,12	13.190,30
14	**Prendas de vestir**	630	Grande	70	1,462728	1.243.076,08	0,00	269.939,50	17.758,23	55.743,38
			Mediana	151	0,078217	66.471,25	0,00	9.464,83	440,21	1.320,90
			Pequeña	282	0,045578	38.733,50	0,00	7.609,25	137,35	719,99
			Micro	127	0,007094	6.028,33	0,00	2.582,08	47,47	296,27
15	**Marroquinerías**	185	Grande	12	0,000335	284,75	0,00	94,92	23,73	42,93
			Mediana	34	0,159913	135.899,58	0,00	21.543,00	3.997,05	6.935,49
			Pequeña	87	0,017961	15.264,17	0,00	2.812,08	175,45	562,90
			Micro	52	0,016448	13.978,17	0,00	11.355,50	268,81	1.587,85
16	**Maderas**	97	Grande		0					
			Mediana	29	0,265923	225.990,50	0,00	72.156,33	7.792,78	22.267,59
			Pequeña	48	0,165049	140.264,08	0,00	44.088,67	2.922,17	10.754,51
			Micro	20	0,001482	1.259,58	0,00	357,42	62,98	109,05
17	**Papel y cartón**	132	Grande	28	15,56287	13.225.859,00	0,00	2.317.584,00	472.352,11	781.233,67
			Mediana	46	7,491329	6.366.387,83	0,00	1.220.174,33	138.399,74	241.263,74
			Pequeña	43	0,322167	273.788,42	0,00	259.197,92	6.367,17	39.491,16
			Micro	15	0,004342	3.689,83	0,00	3.435,67	245,99	884,70
18	**Impresión**	311	Grande	13	0,100072	85.044,50	0,00	23.532,92	6.541,88	9.843,74
			Mediana	87	0,050073	42.554,00	0,00	14.992,58	489,13	2.176,48
			Pequeña	146	0,008785	7.465,42	0,00	2.105,58	51,13	254,39
			Micro	65	0,003077	2.614,67	0,00	1.742,67	40,23	238,12
19	**Coquización y Refinerías**	115	Grande	3	0,962574	818.028,25	272.676,08	272.676,08	272.676,08	0,00
			Mediana	19	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			Pequeña	49	0,099954	84.944,08	0,00	27.514,58	1.733,55	5.032,65
			Micro	44	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	**Sustancias y productos químicos**	509	Grande	63	12,86221	10.930.744,50	0,00	1.231.991,92	173.503,88	317.216,32
			Mediana	173	11,33473	9.632.638,75	0,00	1.727.726,00	55.679,99	243.816,69
			Pequeña	209	0,627661	533.407,67	0,00	297.397,75	2.552,19	21.452,62
			Micro	64	0,058189	49.451,00	0,00	48.139,75	772,67	6.016,21
21	**Productos farmacéuticos**	172	Grande	40	1,441873	1.225.352,92	0,00	154.647,08	30.633,82	44.970,47
			Mediana	61	0,071758	60.982,58	0,00	14.626,33	999,71	2.986,72
			Pequeña	56	0,018864	16.031,00	0,00	7.409,67	286,27	1.130,27
			Micro	15	2,7E-05	22,92	0,00	20,33	1,53	5,24
22	**Productos de caucho y de plástico**	570	Grande	66	6,204334	5.272.655,67	0,00	768.267,67	79.888,72	200.270,67
			Mediana	172	0,813778	691.576,83	0,00	81.705,42	4.020,80	13.226,16
			Pequeña	254	0,095743	81.365,50	0,00	12.026,67	320,34	1.202,55
			Micro	78	0,020818	17.692,00	0,00	4.361,25	226,82	848,71

Subsector CIIU		Cantidad de Usuarios	Tamaño empresa	Cantidad de Usuarios por Tamaño Empresa	Consumo Total		Consumo por Usuario			
							Mín	Máx.	Media	Desv. Est.
					[GBTUD]	[Mm3/mes]	[Mm3/mes] Calculada			
23	**Productos minerales no metálicos**	406	Grande	37	33,10813	28.136.426,17	0,00	2.654.259,83	760.443,95	857.186,70
			Mediana	139	10,62364	9.028.334,08	0,00	1.791.971,33	64.952,04	269.632,10
			Pequeña	192	0,721459	613.120,42	0,00	235.017,83	3.193,34	19.227,20
			Micro	38	0,004561	3.876,42	0,00	3.132,08	102,01	516,88
24	**Productos metalúrgicos básicos**	124	Grande	13	0,651518	553.682,51	164.476,17	1.589.500,67	553.682,51	592.989,97
			Mediana	35	0,028704	24.393,44	0,00	93.218,33	24.393,44	34.519,76
			Pequeña	67	0,002019	1.715,64	0,00	53.224,50	1.715,64	6.906,37
			Micro	9	0,000375	318,86	0,00	1.789,33	318,86	657,07
25	**Productos elaborados de metal (No maquinaria y equipo)**	452	Grande	30	0,019844	16.864,09	0,00	96.888,00	16.864,09	21.414,25
			Mediana	108	0,007984	6.785,25	0,00	47.278,33	6.785,25	12.290,14
			Pequeña	235	0,000523	444,63	0,00	16.034,75	444,63	1.913,29
			Micro	79	0,000363	308,56	0,00	13.845,92	308,56	1.700,89
27	**Aparatos y equipo eléctrico**	145	Grande	34	0,030754	26.135,53	0,00	126.868,75	26.135,53	36.202,19
			Mediana	56	0,004175	3.548,16	0,00	28.740,58	3.548,16	5.633,80
			Pequeña	40	0,00017	144,55	0,00	1.515,33	144,55	327,41
			Micro	15	0,000203	172,93	0,00	1.859,92	172,93	481,83
28	**Maquinaria y equipo n.c.p.**	279	Grande	5	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			Mediana	91	0,002058	1.749,27	0,00	31.392,75	1.749,27	5.822,29
			Pequeña	138	0,000109	92,81	0,00	1.847,92	92,81	319,72
			Micro	45	0,000146	124,34	0,00	2.464,92	124,34	508,86
29	**Vehículos automotores, remolques y semirremolques**	119	Grande	12	0,017453	14.831,98	1.090,08	29.711,50	14.831,98	14.091,67
			Mediana	37	0,006114	5.196,29	0,00	35.142,92	5.196,29	10.400,59
			Pequeña	52	0,00017	144,59	0,00	2.758,33	144,59	503,63
			Micro	18	1,49E-05	12,69	0,00	130,33	12,69	37,36
30	**Otros tipos de equipo de transporte**	35	Grande	10	0,002987	2.538,58	0,00	5.017,92	2.538,58	2.277,38
			Mediana	8	0,00141	1.198,63	0,00	9.589,00	1.198,63	3.390,22
			Pequeña	14	4,43E-06	3,77	0,00	17,58	3,77	7,49
			Micro	3	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
31	**Muebles, colchones y somieres**	246	Grande	26	0,003586	3.047,37	0,00	15.098,25	3.047,37	5.502,32
			Mediana	45	0,001441	1.224,68	0,00	12.944,08	1.224,68	2.637,00
			Pequeña	122	0,00022	187,07	0,00	8.355,83	187,07	812,25
			Micro	53	0,000152	128,89	0,00	4.857,75	128,89	679,59
32	**Otros: Joyas, instrumentos, juegos, artículos deportivos, etc.**	599	Grande	49	0,369723	314.203,52	0,00	3.196.990,17	314.203,52	786.403,17
			Mediana	165	0,186182	158.223,63	0,00	7.421.978,00	158.223,63	995.685,30
			Pequeña	273	0,009711	8.252,50	0,00	381.385,50	8.252,50	49.947,37
			Micro	112	0,000117	99,13	0,00	2.803,75	99,13	374,81
Total Industria		6.705	Grande	762	127,4572	108.317.534,58	0,00	3.196.990,17	142.149,00	391.320,74
			Mediana	2.016	81,26719	69.063.643,00	0,00	7.421.978,00	34.257,76	310.505,87
			Pequeña	2.887	6,88836	5.853.964,75	0,00	381.385,50	2.027,70	18.334,78
			Micro	1.040	0,375987	319.527,00	0,00	64.631,92	307,24	2.619,71
Total Industria		**6.705**	**Todas**	**6.705**	**215,99**	**183.554.669,33**	**0**	**7.421.978,00**	**27.375,79**	**220.021**

Fuente: EAM-2023

Tarifas de Gas Natural por Subsector CIIU a nivel nacional

Tarifas de Gas Natural por Subsector CIIU a nivel nacional

Subsector CIIU		Cantidad de Usuarios	Tamaño empresa	Cantidad de Usuarios por Tamaño Empresa	Tarifa			
					Mín	Máx.	Media	Desv. Est.
					[COP/m3]			
10	**Productos alimenticios**	1.315	Grande	203	$ 912,74	$ 2.888,54	$ 1.778,93	$ 452,80
			Mediana	469	$ 897,60	$ 3.051,80	$ 2.037,69	$ 516,24
			Pequeña	483	$ 826,85	$ 3.766,07	$ 2.035,99	$ 536,55
			Micro	160	$ 897,01	$ 2.691,15	$ 1.946,49	$ 557,70
11	**Elaboración de bebidas**	66	Grande	20	$ 1.154,07	$ 2.430,63	$ 1.674,79	$ 398,51
			Mediana	22	$ 1.708,64	$ 2.686,64	$ 2.164,06	$ 440,45
			Pequeña	20	$ 1.498,50	$ 2.596,81	$ 2.093,05	$ 499,68
			Micro	4				
13	**Productos textiles**	198	Grande	28	$ 906,30	$ 2.440,03	$ 1.847,36	$ 436,16
			Mediana	69	$ 1.139,24	$ 2.690,00	$ 2.063,70	$ 431,69
			Pequeña	77	$ 921,02	$ 2.732,78	$ 2.030,65	$ 528,95
			Micro	24	$ 1.201,28	$ 1.510,58	$ 1.355,93	$ 218,71
14	**Prendas de vestir**	630	Grande	70	$ 919,68	$ 2.679,77	$ 2.165,09	$ 387,39
			Mediana	151	$ 897,09	$ 2.683,95	$ 2.207,68	$ 366,08
			Pequeña	282	$ 905,01	$ 2.697,98	$ 2.150,06	$ 475,25
			Micro	127	$ 911,11	$ 2.686,01	$ 2.068,77	$ 631,70
15	**Marroquinerías**	185	Grande	12	$ 2.589,99	$ 2.589,99	$ 2.589,99	$ -
			Mediana	34	$ 898,68	$ 2.675,53	$ 2.248,40	$ 561,10
			Pequeña	87	$ 914,86	$ 2.606,37	$ 2.043,10	$ 479,16
			Micro	52	$ 1.129,45	$ 2.654,87	$ 2.006,44	$ 541,90
16	**Maderas**	97	Grande					
			Mediana	29	$ 1.338,58	$ 2.573,96	$ 1.920,57	$ 531,11
			Pequeña	48	$ 1.697,20	$ 2.630,04	$ 2.013,55	$ 333,89
			Micro	20	$ 1.666,67	$ 2.386,34	$ 2.019,80	$ 244,30
17	**Papel y cartón**	132	Grande	28	$ 954,42	$ 2.059,20	$ 1.483,50	$ 423,67
			Mediana	46	$ 710,00	$ 2.403,31	$ 1.538,09	$ 444,10
			Pequeña	43	$ 1.120,00	$ 2.844,94	$ 2.023,56	$ 596,14
			Micro	15	$ 2.476,79	$ 2.781,25	$ 2.648,99	$ 138,39
18	**Impresión**	311	Grande	13	$ 896,91	$ 2.394,19	$ 1.747,04	$ 665,97
			Mediana	87	$ 894,89	$ 2.619,37	$ 2.189,60	$ 489,53
			Pequeña	146	$ 1.100,09	$ 2.643,98	$ 2.171,42	$ 522,18
			Micro	65	$ 675,69	$ 2.197,25	$ 1.512,95	$ 642,51
19	**Coquización y Refinerías**	115	Grande	3	$ 1.361,41	$ 1.361,41	$ 1.361,41	$ -
			Mediana	19				
			Pequeña	49	$ 1.818,18	$ 2.608,01	$ 2.375,61	$ 257,54
			Micro	44				
20	**Sustancias y productos químicos**	509	Grande	63	$ 1.091,21	$ 2.689,99	$ 1.662,56	$ 464,44
			Mediana	173	$ 950,33	$ 2.690,00	$ 1.944,16	$ 552,78
			Pequeña	209	$ 897,85	$ 2.690,00	$ 2.175,54	$ 537,46
			Micro	64	$ 1.627,20	$ 2.690,63	$ 2.326,69	$ 373,20
21	**Productos farmacéuticos**	172	Grande	40	$ 1.130,10	$ 2.690,00	$ 2.155,63	$ 496,38
			Mediana	61	$ 1.068,49	$ 2.685,12	$ 2.302,53	$ 462,00
			Pequeña	56	$ 1.041,56	$ 2.684,86	$ 2.272,40	$ 515,27
			Micro	15	$ 2.612,90	$ 2.688,52	$ 2.650,71	$ 53,47
22	**Productos de caucho y de plástico**	570	Grande	66	$ 998,00	$ 2.723,47	$ 1.936,68	$ 568,34
			Mediana	172	$ 1.072,44	$ 2.919,98	$ 2.129,02	$ 425,84
			Pequeña	254	$ 917,32	$ 2.920,13	$ 2.157,15	$ 503,42
			Micro	78	$ 1.014,49	$ 2.690,10	$ 1.808,07	$ 647,17
23	**Productos minerales no metálicos**	406	Grande	37	$ 710,00	$ 2.474,22	$ 1.321,71	$ 434,11
			Mediana	139	$ 605,76	$ 6.578,72	$ 2.008,74	$ 1.140,51
			Pequeña	192	$ 943,01	$ 2.689,97	$ 1.704,51	$ 507,32
			Micro	38	$ 1.281,67	$ 2.688,10	$ 2.170,94	$ 773,53
24	**Productos metalúrgicos básicos**	124	Grande	13	$ 939,16	$ 1.601,35	$ 1.248,97	$ 240,60
			Mediana	35	$ 1.440,18	$ 2.687,01	$ 2.031,29	$ 343,44
			Pequeña	67	$ 1.487,80	$ 2.690,42	$ 2.297,45	$ 321,35

Subsector CIIU		Cantidad de Usuarios	Tamaño empresa	Cantidad de Usuarios por Tamaño Empresa	Tarifa			
					Mín	Máx.	Media	Desv. Est.
					[COP/m3]			
			Micro	9	$ 2.170,07	$ 2.400,10	$ 2.285,09	$ 162,66
25	Productos elaborados de metal (No maquinaria y equipo)	452	Grande	30	$ 1.178,32	$ 2.692,52	$ 2.188,97	$ 362,34
			Mediana	108	$ 624,41	$ 2.754,79	$ 2.093,58	$ 517,13
			Pequeña	235	$ 900,00	$ 2.996,70	$ 2.184,33	$ 502,41
			Micro	79	$ 1.300,72	$ 2.685,19	$ 2.101,83	$ 392,22
27	Aparatos y equipo eléctrico	145	Grande	34	$ 918,04	$ 2.354,48	$ 1.763,96	$ 412,57
			Mediana	56	$ 1.545,29	$ 2.690,94	$ 2.187,16	$ 368,46
			Pequeña	40	$ 1.177,44	$ 2.859,44	$ 2.080,58	$ 544,15
			Micro	15	$ 1.143,55	$ 2.620,56	$ 1.918,82	$ 721,98
28	Maquinaria y equipo n.c.p.	279	Grande	5				
			Mediana	91	$ 948,45	$ 2.678,13	$ 2.197,80	$ 448,11
			Pequeña	138	$ 898,78	$ 2.954,46	$ 2.204,22	$ 582,36
			Micro	45	$ 1.146,13	$ 2.974,82	$ 2.050,74	$ 720,97
29	Vehículos automotores, remolques y semirremolques	119	Grande	12	$ 1.634,13	$ 2.598,78	$ 1.988,07	$ 380,94
			Mediana	37	$ 950,01	$ 2.455,58	$ 1.883,80	$ 350,31
			Pequeña	52	$ 1.912,99	$ 3.019,94	$ 2.580,55	$ 351,12
			Micro	18	$ 2.622,76	$ 2.840,41	$ 2.731,58	$ 153,90
30	Otros tipos de equipo de transporte	35	Grande	10	$ 2.131,68	$ 2.560,83	$ 2.346,25	$ 235,06
			Mediana	8	$ 2.018,87	$ 2.018,87	$ 2.018,87	
			Pequeña	14	$ 2.293,84	$ 2.293,84	$ 2.293,84	$ -
			Micro	3				
31	Muebles, colchones y somieres	246	Grande	26	$ 1.190,10	$ 2.691,01	$ 2.282,47	$ 450,14
			Mediana	45	$ 904,01	$ 3.018,00	$ 2.191,58	$ 572,22
			Pequeña	122	$ 897,96	$ 3.044,62	$ 2.264,06	$ 423,43
			Micro	53	$ 1.548,01	$ 2.688,89	$ 2.238,85	$ 394,12
32	Otros: Joyas, instrumentos, juegos, artículos deportivos, etc.	599	Grande	49	$ 909,90	$ 2.662,75	$ 1.727,33	$ 577,57
			Mediana	165	$ 333,94	$ 2.851,13	$ 1.876,46	$ 631,08
			Pequeña	273	$ 671,30	$ 4.498,76	$ 2.105,18	$ 664,58
			Micro	112	$ 1.200,05	$ 2.889,58	$ 2.177,70	$ 478,62
Total Industria		6.705	Grande	762	$ 710,00	$ 2.888,54	$ 1.815,66	$ 516,66
			Mediana	2.016	$ 333,94	$ 6.578,72	$ 2.048,11	$ 571,82
			Pequeña	2.887	$ 671,30	$ 4.498,76	$ 2.101,55	$ 533,58
			Micro	1.040	$ 675,69	$ 2.974,82	$ 2.023,33	$ 549,10
Total Industria		**6.705**	**Todas**	**6.705**	**$ 333,94**	**$ 6.578,72**	**$ 2.012,57**	**$ 556,38**

Fuente: EAM-2023

9 Bibliografía

González, M. (2021). Impacto económico del racionamiento de gas natural en los hogares y pequeñas empresas. Editorial Energía y Sociedad.

Klemperer, P. (2017). La teoría de la competencia y los mercados de energía: teoría y práctica. Oxford University Press.

Molina, R., & Pérez, S. (2018). Estrategias para la gestión de la demanda energética en situaciones de racionamiento: Un enfoque sectorial. Revista de Energía, 45(2), 112-130.
Rodríguez, J. (2019). El papel de los usuarios en los mercados de gas natural: Un estudio sobre la demanda y el impacto de los cortes de suministro. Universidad Nacional de Colombia.

UPME. (2020). Planificación energética en Colombia: Agentes y dinámica del mercado energético. Unidad de Planeación Minero Energética. Recuperado de https://www.upme.gov.co.

Unidad de Planeación Minero Energética

DETERMINACIÓN DEL COSTO DE RACIONAMIENTO DEL SERVICIO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Elaborado por el **Consorcio METGAS**

Consorcio MetGas

INGEPLAN.CO

INCOPLAN S.A.
INGENIERIA,CONSULTORIA Y PLANEACION

Unidad de Planeación Minero Energética

DETERMINACIÓN DEL COSTO DE RACIONAMIENTO DEL SERVICIO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Producto 5. Primeros resultados parciales

Resumen

Este documento contiene el Documento que exponga los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con máximo un 20% del total de la muestra para el estudio que permite conceptualizar y establecer una metodología para determinar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia, con resolución sectorial, geográfica y temporal, así como obtener y procesar la información necesaria para su estimación. Es realizado por el Consorcio METGAS, conformado por INGEPLAN e INCOPLAN, para la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia, UPME.

Elaborado por el **Consorcio METGAS**

Consorcio MetGas

INGEPLAN.CO

INCOPLAN S.A. INGENIERIA, CONSULTORIA Y PLANEACION

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME
Contrato No. CO1.PCCNTR.8058452
Producto 5. Primeros resultados parciales V3
Diciembre 4, 2025
Versión 3

Contenido

1 Objeto de la contratación 4

2 Alcance del producto 4

3 Glosario 5

4 Presentación de la consultoría 7

5 Aproximación al costo de racionamiento 9

5.1 Objetivo de la sección 9

5.2 Definición de costo de racionamiento 9

5.3 Valoración de un activo sin mercado 9

5.4 Valoración contingente 10

6 Modelo teórico de costo de racionamiento 15

6.1 Objetivo de la sección 15

6.2 Definiciones previas 15

6.3 Demanda total racionada 18

6.4 Costo de racionamiento 21

6.5 Probabilidad de evitar el racionamiento 23

7 Segmentación, diseño muestral y encuesta 25

7.1 Objetivo de la sección 25

7.2 Segmentación 25

7.3 Muestra 26

7.4 Limitaciones 26

7.5 Encuestas por realizar 27

7.6 Formularios 27

7.7 Operativo de campo para encuestas 31

8 Avance encuestas residenciales 33

8.1 Objetivo de la sección 33

8.2 Avance de las encuestas 33

8.3 Sinapsis por componentes de formulario 34

8.4 Usos y aplicaciones 35

8.5 Disposiciones Económicas Asociadas al Racionamiento 41

8.6 Perjuicios por racionar 42

8.7 Disponibilidad a pagar 44

8.8 Disposición a ser Compensado (DC) 47

8.9 Comparación CPR, DP y DC 49

9 Avance encuestas no residenciales 55

9.1 Objetivo de la sección 55

9.2 Descripción hasta ahora de pilotos realizados en No Residencial 55

9.3 Empresas y contexto operativo 55
9.4 Hallazgos clave del piloto 55
9.5 Elementos finales de pilotos realizados 56
10 Aproximación alterna, modelo econométrico 58
10.1 Objetivo de la sección 58
10.2 Costo de racionamiento y elasticidad 58
10.3 Resultados del modelo econométrico para país y usuarios residenciales 60
11 Magnitudes previstas 68
11.1 Objetivo de la sección 68
11.2 Actualización de resultados otros estudios 68
12 Conclusiones y recomendaciones 71
13 Bibliografía 72

1 Objeto de la contratación

Prestar asistencia técnica para conceptualizar y establecer una metodología para determinar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia, con resolución sectorial, geográfica y temporal, así como obtener y procesar la información necesaria para su estimación.

2 Alcance del producto

Este documento corresponde con el **Producto 5** de la consultoría que se describe en el Objeto del contrato celebrado entre la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME y el Consorcio METGAS, contrato No. CO1.PCCNTR.8058452.

Este **Producto 5** contiene el informe con el documento que exponga los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con máximo un 20% del total de la muestra. También se evidencia el cumplimiento a las obligaciones específicas:

Procesamiento y Análisis de información 16. Definir los algoritmos que permitan cuantificar los costos de racionamiento a escala regional, sectorial y temporal, en consecuencia con el modelo teórico definido en la obligación 5.

Consecución de información 11. Capturar la información, las encuestas serán presenciales en el sitio donde los usuarios efectúan el consumo de gas natural. Debe tenerse en cuenta que, según la complejidad de los procesos de consumo de combustible de cada usuario a visitar, se determinará la duración de la encuesta, su procedimiento y los profesionales responsables de la misma, de manera que se asegure la consecución veraz y suficiente de información.

Consecución de información 12. Establecer y aplicar procedimientos para analizar y validar la información obtenida, así como para rehacer la captura de información o sustituir con nuevas encuestas, en caso de ser necesario.

Procesamiento y Análisis de información 17. Analizar sus resultados con relación a las magnitudes previstas y los estudios de costos de racionamiento considerados en la obligación 2.

Definición metodología 6. Revisar y actualizar las estimaciones de costo de racionamiento disponibles en la UPME, tanto las realizadas desde estudios basados en información primaria como con información secundaria. Conceptualizar sobre sus limitaciones y sobre su actual representatividad. (Parte 2. Actualizar las estimaciones de modelo de costo de racionamiento a partir de la metodología utilizada en el documento de trabajo de UPME (2024): "Estimación de costos de racionamiento de energía eléctrica y gas natural").

A lo largo del documento se presenta la compilación de obligaciones contractuales cuyo cumplimiento se evidencia en los productos 1, 2, 3 y 4 de esta consultoría.

3 Glosario

Gas Natural: Es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo.

Gas Natural Licuado (LNG por su sigla en inglés): Gas Natural procesado para ser transportado y/o almacenado en estado líquido. Es inodoro, incoloro y no tóxico.

Derechos de Suministro de Gas: Es la cantidad de gas contratada que otorga al comprador o al consumidor titularidad sobre la misma.

Mercado Primario: Mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural.

Mercado Secundario: Mercado donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado.

British Termal Unit, BTU: Unidad térmica o de energía del Sistema Británico o Imperial de Unidades. Equivale a mil cincuenta y cinco coma cero cincuenta y seis Julios (1.055,056 J).

PCD; TPC; MBTUD; GBTUD: Pies Cúbicos Día; Tera Pies Cúbicos; Millón de British Thermal Units Día; Giga British Thermal Units Día.

Evento de Racionamiento: Interrupción temporal y programada del suministro de gas natural a determinados usuarios o sectores.

Costo de racionamiento: Es el costo económico promedio que la sociedad le otorga al bienestar general perdido durante un racionamiento, y depende directamente de la forma en que dicho racionamiento se realice

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 dispuesto a sacrificar a cambio de 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.

Curva de costos de racionamiento: relación funcional entre el costo de racionamiento y la cantidad de gas efectivamente racionada, utilizada para estimar el equilibrio de mercado.

Valoración Contingente: técnica de encuesta que permite obtener la disposición a pagar de los usuarios para evitar el racionamiento o la disposición a aceptar compensaciones en caso de interrupción. Pretende emular un mercado inexistente donde el encuestador hace las veces de la oferta y el encuestado hace las veces de demanda.

Ticket de No Racionamiento: Instrumento económico hipotético mediante el cual ciertos usuarios pueden pagar para evitar ser racionados, emulando un precio de mercado, transado en un mercado inexistente.

Modelo Logit binario: Herramienta econométrica utilizada para estimar la probabilidad de que un usuario en particular desee pagar por el ticket hipotético de no racionamiento, en función de las características del cliente, condiciones económicas y segmentación.

Segmentación: División analítica del universo en categorías como región, sector productivo y tiempo, con el fin de reflejar diferencias en los costos de racionamiento.

Muestra Residencial: Conjunto de encuestas a aplicar a usuarios de gas natural del sector residencial (hogares o viviendas).

Muestra No Residencial: Conjunto de encuestas a aplicar a los usuarios del sector no residencial, que incluye empresas de los sectores productivos.

Gestor del Mercado: Responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario, en los términos establecidos por el regulador.

SNT: Sistema Nacional de Transporte. Conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las puertas de ciudad, con los sistemas de distribución, con los usuarios no regulados, con las Interconexiones Internacionales de Gas Natural y sistemas de almacenamiento.

PAGN: Plan de Abastecimiento de Gas Natural. El Plan de Abastecimiento de Gas Natural en Colombia es una estrategia desarrollada por el Ministerio de Minas y Energía en conjunto con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para garantizar la seguridad en el suministro de gas natural en el país. Su objetivo principal es asegurar que tanto los sectores productivos como los hogares colombianos tengan un suministro constante y seguro de gas natural, especialmente durante períodos de alta demanda o en situaciones de contingencia.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas. Su misión es regular la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y servicios públicos de combustibles líquidos, de manera técnica, independiente y transparente; promover el desarrollo sostenido de estos sectores; regular los monopolios; incentivar la competencia donde sea posible y atender oportunamente las necesidades de los usuarios y las empresas de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley.

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética. La Unidad de Planeación Minero Energética UPME es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

4 Presentación de la consultoría

Esta consultoría tiene por objetivo conceptualizar y establecer una metodología para determinar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia, con resolución sectorial, geográfica y temporal, así como obtener y procesar la información necesaria para su estimación. Para su realización se selecciona al Consorcio METGAS luego de un proceso licitatorio que deriva en el Contrato No. CO1.PCCNTR.8058452 entre dicho consorcio y la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Se realiza en varias etapas: conceptualización, definición de la metodología, consecución de la información, procesamiento y análisis de información. Incluye también la divulgación durante la descripción del problema, la metodología a implementar y la obtención de resultados.

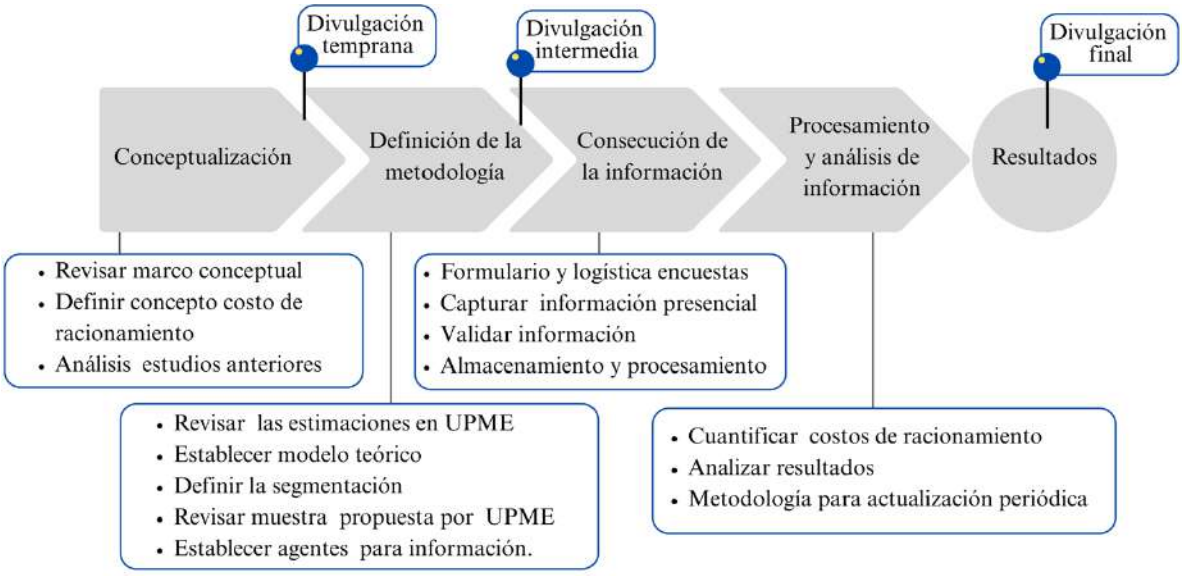


Figura 1. Esquema de metodología propuesta. Elaboración propia

Con respecto a la cuantificación del costo de racionamiento, se exploran en el proceso dos métodos, uno principal y otro complementario. Como método principal se hace uso de la valoración contingente para la estimación del costo de racionamiento de gas natural en Colombia, mediante encuestas y, como método complementario, se avanza en la elaboración de un modelo econométrico que replica el cálculo adelantado por la UPME en 2024 y descrito en el documento UPME (2024). Cada uno de los métodos implementados, sus supuestos, especificación, variables y resultados se explican a lo largo del documento.

Los avances del proceso se evidencian en la construcción de ocho productos. Producto 1: plan de trabajo, plan de trabajo y cronograma detallado para el desarrollo del presente estudio. Producto 2: Informe de Diagnóstico, Informe de diagnóstico sobre las magnitudes de costos de racionamiento disponibles hoy para el país, magnitudes internacionales, sus metodologías, las limitaciones de estas a superar con el presente estudio. Producto 3:

Metodología propuesta, informe con la metodología propuesta, análisis de la muestra estadística y modelo a aplicar. Producto 4: Procedimientos de encuestas, Informe con la identificación de los agentes validados objeto de la captura de información, formularios de encuesta a aplicar y procedimientos de encuesta. Producto 5: Primeros resultados parciales, documento que exponga los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con máximo un 20% del total de la muestra. Producto 6: Segundos resultados parciales, Documento que exponga los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con máximo un 70% del total de la muestra. Producto 7: Informe final, informe final que contenga los productos anteriores consolidados en un único documento con todo el trabajo desarrollado en este estudio, metodologías, resultados finales, hojas de cálculo, aplicativos y códigos informáticos creados. Producto 8: Resumen ejecutivo, documento resumen ejecutivo (máximo 10 páginas) del anterior y explicativo de los resultados del estudio.

Este documento hace referencia al Producto 5 que contiene los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con un máximo del 20% del total de la muestra.

5 Aproximación al costo de racionamiento

5.1 Objetivo de la sección

Presentar conceptos y métodos que permiten al equipo de consultores acercarse a la estimación del costo de racionamiento.

5.2 Definición de costo de racionamiento

Para el costo de racionamiento se mantiene la definición considerada en el estudio de Econometría (2015), también basado en la realización de encuestas a usuarios y así también permite la comparación de resultados de aquel estudio y este.

«Costo de racionamiento: Es el costo económico promedio que la sociedad le otorga al bienestar general perdido durante un racionamiento, y depende directamente de la forma en que dicho racionamiento se realice». Entendido como:

$$Costo\ de\ racionamiento = Tarifa + Costo\ de\ Interrupción$$

Donde el «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 dispuesto a sacrificar a cambio de 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».

En este sentido, debe indagarse a los usuarios del país el valor económico que asignan a la interrupción del suministro de gas natural.

5.3 Valoración de un activo sin mercado

La estimación del precio de un bien puede hacerse o bien a través de las transacciones observadas de este en su mercado existente, del análisis de productos comparables en otros mercados, o mediante el diseño de experimentos que permitan conocer el comportamiento de los agentes bajo condiciones hipotéticas. En todo caso, conocer el precio de un bien determinado en un momento y lugar establecido pasa por medir la disposición a pagar por los compradores y la disposición a vender por los vendedores: si este mercado existe, la disposición a pagar puede observarse directamente; en caso de que no exista, dicha disposición se infiere a partir del experimento diseñado.

Hubbard (2014) plantea esta reflexión haciendo referencia a que el término «valoración subjetiva» puede ser redundante porque, cuando de dar valor se trata: ¿qué puede considerarse «valoración objetiva»? «Es la valoración de una libra de oro objetiva porque

existe un valor de mercado, no necesariamente (…) el valor de mercado en sí mismo es el resultado de las interacciones de un grupo grande de personas haciendo todos valoraciones subjetivas». Esta es la condición que enfrentan diferentes tipos de bienes como los de imagen, marca, *know how*, obras de arte, pero también el petróleo, el gas, la energía o los zapatos: en todo caso, el valor obedece a las preferencias de los seres humanos.

Una vez aceptado que conocer el valor es conocer las preferencias humanas, la pregunta es cómo observar estas preferencias. De allí surgen dos alternativas, las preferencias reveladas y las preferencias no reveladas. En este documento se indaga una preferencia no revelada acerca del comportamiento de todos los usuarios ante condiciones de racionamiento de gas natural.

Para el caso que interesa a esta consultoría, se pretende estimar la preferencia que tendrían los usuarios de gas natural, residenciales y no residenciales, frente al racionamiento de gas natural. ¿Qué tanto prefieren el gas natural cada uno de los usuarios del país frente a otras alternativas de sustitución? ¿Qué sacrificio económico estarían dispuestos a hacer para evitar ser racionados? O, en otro caso ¿Cuál sería una compensación que consideran justa para aceptar un racionamiento de gas natural?

Una alternativa, para nada descartable, sería la creación de un mercado alterno donde los usuarios del país compraran el derecho a no ser racionados, digamos un «ticket para no ser racionado». Una vez el agente, digamos el «agente racionador», decida la cantidad de gas necesaria a racionar para un periodo determinado y los usuarios que podrían ser racionados, un agente, digamos el «agente subastador» podría subastar los derechos a no ser racionados. Aquellos usuarios que compren el derecho a no ser racionados no serían racionados y, aquellos que no compren el derecho a no ser racionados, sí serían racionados. Una vez se conozca el precio de cierre de la subasta, sería fácil identificar cuál sería el precio de mercado para «no ser racionados».

Ante la ausencia del mercado descrito en el párrafo anterior, puede recurrirse a la metodología de valoración contingente que permite estimar una medida indirecta del valor económico que asignan los usuarios a la interrupción del suministro de gas natural.

5.4 Valoración contingente

El método de valoración contingente busca medir en unidades monetarias los cambios en el nivel de bienestar de las personas debido al cambio de cantidad, calidad o condiciones de un bien; lo que se conoce como la disposición a pagar, según Riera (1994). Los cuestionarios juegan el rol de un mercado hipotético donde la oferta es representada por la persona que entrevista y la demanda por la persona entrevistada.

Es un método utilizado en economía ambiental y de los recursos que ha extendido a otros ámbitos donde es necesario asignar un valor monetario a bienes y servicios que no cuentan con un precio de mercado definido. Consiste en presentar a los usuarios escenarios hipotéticos para que revelen, mediante su disposición a pagar, el valor que otorgan a un determinado bien o derecho. En este sentido, las respuestas de los entrevistados se asemejan

al comportamiento que podrían tener si ese producto hipotético planteado fuese puesto en el mercado.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha trabajado en el diseño de metodologías para cuantificar los impactos económicos del racionamiento del gas natural, con el propósito de fortalecer la planeación del sistema energético nacional. En este marco, el estudio desarrollado por Econometría Consultores (2015) constituye un ejercicio formal previo de estimación del costo de racionamiento en Colombia, mediante la técnica de valoración contingente (VC) aplicada a sectores como el industrial, residencial, vehicular y comercial. Este enfoque ha sido validado en la literatura internacional como una alternativa práctica cuando no existen precios de mercado observables para ciertos bienes o servicios (Carson, 2012; Hanemann, 1984).

Para el caso del costo de racionamiento de gas natural, el bien que se valora no es el gas en sí mismo, que ya cuenta con un precio de mercado, sino el derecho a no ser racionado durante un evento específico de interrupción del servicio. Para representar este derecho se introduce el concepto de un «ticket de no racionamiento» que entrega a su tenedor el «derecho de no ser racionado».

En este contexto: «El ticket de no racionamiento» se considera como el derecho a evitar completamente el racionamiento del servicio de gas natural durante un evento específico de racionamiento. Esto implica que el usuario mantiene el acceso al 100% de su demanda de gas en dicho evento anunciado. No se consideran fraccionamientos: o el usuario es totalmente racionado, o conserva plenamente el servicio.

A cada usuario se le pregunta si, para un «precio de ticket de no racionamiento» dado, estaría dispuesto a comprarlo. Esa decisión, revela la preferencia y conducta del entrevistado, que permite hallar el valor de costo subjetivo del racionamiento para el usuario. El agregado de estas conductas individuales, permite obtener una medida del costo de racionamiento nacional, que constituye la base para calcular el impacto económico a nivel nacional.

El método puede aplicarse a una amplia variedad de bienes, de uso y de no uso, en diferentes escalas geográficas y culturales. Su fortaleza radica en que permite captar directamente las preferencias individuales mediante encuestas, lo que facilita medir tanto la disposición a pagar (DAP) como la disposición a aceptar compensaciones (DAA) por los perjuicios ocasionados. Además, puede complementarse con técnicas estadísticas y econométricas, lo cual mejora la precisión de los resultados y permite profundizar en los factores que influyen en las decisiones de los individuos. Se destaca por su flexibilidad y adaptabilidad, ya que puede emplearse en contextos muy diversos, desde bienes tangibles hasta intangibles, y en escenarios hipotéticos o futuros donde otros métodos no ofrecen información suficiente. Esta característica la convierte en una herramienta particularmente útil para evaluar proyectos y políticas antes de su implementación.

La valoración contingente constituye una herramienta adecuada para analizar el impacto económico del racionamiento de gas natural, donde lo que se valora no es el gas en sí mismo, ya transado en el mercado, sino el derecho a mantener el suministro durante eventos de interrupción.

En esta consultoría se atienden recomendaciones relacionadas con los pasos y sesgos de la metodología de valor contingente, factores de expansión en el diseño muestral y el desgaste importante de la fuente. En las siguientes tablas se explica el tratamiento dado a cada uno de estos asuntos.

Tabla 1. Limitaciones de la valoración contingente y su atención en la consultoría

Limitaciones y sesgos del método de valoración contingente			
Limitación	**Descripción del Problema**	**Solución propuesta**	**Implementación en encuesta**
1. Sesgo Hipotético	Los valores de la disposición a pagar (DAP) obtenidos con encuestas pueden no reflejar transacciones reales de mercado. Los encuestados no enfrentan las consecuencias reales de sus decisiones de pago. Esto puede llevar a una sobrestimación de la DAP.	Proveer información detallada sobre el escenario y los costes y usar mecanismos de pago familiares como el impuesto sobre la renta pueden ayudar. También se exploran estimaciones basadas en el mercado como alternativa.	El encuestado entregará los costos en los que incurre ante la ocurrencia de un racionamiento de gas natural. También se le recordará lo que paga por gas y evolución de variables relevantes.
2. Sesgo Estratégico y Problema del *free rider*	Los individuos pueden responder estratégicamente, ya sea sobrestimando su DAP para asegurar la provisión de un bien público sin pagar su costo real (comportamiento de *free rider*), o subestimándola. Paul Samuelson (1954) señaló este problema, desaconsejando las encuestas directas.	El formato de referéndum o dicotómico («sí o no» a un precio dado) es una solución teórica que ha encontrado cierto consenso, ya que reduce el incentivo a la estrategia.	La disposición a pagar se evalúa con preguntas del tipo Sí o No.
3. Disparidad entre Disposición a Pagar (DAP) y Disposición a Aceptar (DAA)	La teoría económica sugiere que la DAP (cuánto pagaría para obtener un bien) y la DAA (cuánto aceptaría por la pérdida de un bien) deberían ser similares, pero los estudios empíricos muestran consistentemente que la DAA es significativamente más alta que la DAP. Esto plantea dudas sobre qué medida es la más precisa.	Se recomienda usar siempre la DAP como la opción más conservadora. Una redacción cuidadosa del cuestionario y la correcta definición de los derechos de propiedad sobre el bien pueden ayudar a reducir esta brecha. Algunos estudios exploran la combinación de ambas medidas.	Se contempla el uso de DAA en formularios de encuesta.
4. Sesgo del Punto de Partida / Anclaje	Cuando se presenta un precio inicial o un rango de precios en el cuestionario, la respuesta del encuestado puede verse influenciada o anclada por esos valores, desviándose de su verdadera DAP. Esto puede resultar en una DAP sesgada (al alza o a la baja).	Se puede mitigar ofreciendo diferentes precios de salida a distintas submuestras. Se puede utilizar un procedimiento de precios variables donde el precio de salida dependa del promedio de respuestas anteriores para reducir el sesgo. El formato abierto (sin precio guía) es más neutral, aunque tiene otras limitaciones.	Se entrega elementos de contexto a encuestado y encuestadores sobre preguntas clave.
5. Respuestas Cero y de Protesta	Un número significativo de encuestados puede declarar una DAP de cero, ya sea porque realmente no valoran el bien (cero genuino) o como una forma de protesta (cero de protesta) contra el estudio, el mecanismo de pago o la provisión del bien por parte del sector público. Los «cero» de protesta pueden sesgar la estimación de la DAP media.	Es crucial incluir preguntas de seguimiento para identificar la razón de las respuestas cero y distinguir entre ceros genuinos y de protesta. La decisión de incluir o excluir las respuestas de protesta en el cálculo final debe ser explícita y justificada.	El formulario contiene instrucción de contra-pregunta ante respuestas de «cero»

Fuente: Elaboración propia

Tabla 2. Consideraciones para encuestas a partir de diseño muestral y pasos del método de valoración contingente

Condición	Descripción	Recomendación	Implementación en encuesta
Ajuste por No Respuesta (fr).	Uno de los principales errores en estudios basados en encuestas es la no respuesta, que ocurre cuando no es posible recolectar información de algunas unidades seleccionadas. En este proyecto, se ha considerado un factor de no respuesta estimado en 10 %, incorporado en los cálculos de tamaño muestral y expansión	Capacitar adecuadamente al personal de campo (encuestadores y supervisores)	Se implementa jornada de capacitación, a cargo del profesional procesos industriales a todos los encuestadores: para residencial y para no residencial. La capacitación queda grabada para consulta periódica de los encuestadores
		Incentivar la calidad del trabajo mediante estímulos asociados a tasas de respuesta,	El pago a encuestadores se realiza por cada encuesta entregada a satisfacción, luego de aprobación del profesional de procesos industriales y/o profesional de logística del equipo consultor.
		Informar a los encuestados sobre la utilidad y beneficios derivados del estudio.	En proceso de capacitación se incluye: *Plan de Abastecimiento Gas Natural. *Noticias seleccionadas sobre el tema. *Video o documento corto sobre el racionamiento de gas natural.
		implementar mecanismos de monitoreo en tiempo real durante la recolección.	Se diseña e implementa revisión cotidiana del avance de encuestas a cargo de un profesional.
Valoración contingente	Paso 7. Realización de las entrevistas	Ejecutar las encuestas, preferiblemente con encuestadores profesionales.	Se define perfil de encuestadores
	Variables en método de valoración contingente	Tener en cuenta las características individuales de los usuarios, socioeconómicas, geográficas, entre otras.	En formulario se consulta características individuales de los usuarios, socioeconómicas, geográficas, entre otras.
Desgaste importante de la fuente.	Pérdida de calidad, confiabilidad o representatividad de la información proveniente de la fuente de datos.	Evitar: Fatiga del encuestado:, respuesta parcial, Erosión de la disposición a colaborar, Sesgos de memoria o de sinceridad	Piloto encuestas residenciales. Piloto encuesta no residenciales. Evitar ambigüedades en formulario (a veces o regular)

Fuente: Elaboración propia

6 Modelo teórico de costo de racionamiento

6.1 Objetivo de la sección

Definición metodología 5. Establecer un modelo teórico para cuantificar el costo de racionamiento en relación con la segmentación establecida en la obligación 2 . Definir las variables, procesos de cálculo y fuentes de información para alimentar tal modelamiento.

6.2 Definiciones previas

6.2.1 El evento de racionamiento

El racionamiento del servicio de gas natural se concibe como un evento temporal y programado, en el que se interrumpe el 100% de suministro de gas natural a determinados usuarios o sectores. Cuenta con los siguientes atributos:

- Antelación o planeación: período previo en el que se anuncia el racionamiento, lo cual otorga a los usuarios la posibilidad de planificar ajustes, buscar sustitutos energéticos o implementar medidas de contingencia.

- Inicio del racionamiento: momento exacto en que comienza la restricción efectiva del servicio, afectando a los usuarios susceptibles de ser racionados y que además no cuentan con un «ticket de no racionamiento».

- Duración del racionamiento: intervalo que puede clasificarse como corto, medio o largo, dependiendo del tiempo durante el cual se mantiene la restricción. Esta duración incide directamente en la magnitud de los costos percibidos por los usuarios. Por defecto, y a menos que el usuario encuestado recomiende otra segmentación, el corto tiene una duración de un día; el medio, una semana y el largo un mes.

- Cantidad a racionar: cantidad de gas natural agregada que no será entregada a los usuarios y que se distribuye por usuarios según las reglas que se determinen para tal fin.

Dentro del proceso, y para fines del ejercicio de creación de un mercado hipotético, se plantea la existencia de un agente racionador, entendido como el agente responsable de anunciar el racionamiento y sus características (duración, cantidad y usuarios susceptibles a ser racionados). Las principales funciones del agente racionador son:

- Definir la duración del racionamiento: establecer si el evento será de carácter corto, medio o largo, en función de las condiciones del sistema y de la necesidad de ajuste en la oferta.

- Determinar los usuarios susceptibles a ser racionados: seleccionar a quiénes se podrá racionar (por sector, región o perfil de consumo), así como también a quiénes se protegerá de la restricción (aquellos que no serán racionados bajo ninguna circunstancia).

- Establecer la magnitud total a racionar**:** cuantificar el volumen de gas que se retirará del sistema**,** distribuyéndolo entre los distintos grupos de usuarios de acuerdo con criterios técnicos, económicos o de equidad.

6.2.2 El mercado hipotético de «no racionamiento»

Para valorar el costo del racionamiento se plantea un mercado hipotético, en el cual se subasta el «ticket de no racionamiento» durante el evento previamente anunciado. El «ticket de no racionamiento» representa el derecho de un usuario a mantener su suministro en lugar de ser racionado, su precio se expresa en unidades monetarias por volumen de gas (COP/m3 o USD/GBTU) y la única forma de adquirirlo es a través de una subasta que realiza el «agente subastador».

El agente subastador es hipotético y está representado por la persona que hace la encuesta a cada usuario. En el mercado hipotético se consideran los siguientes elementos:

- El agente subastador organiza y ejecuta la subasta de los «ticket de no racionamiento». Define la cantidad máxima de tickets disponibles en cada subasta.

- Usuarios compradores: son los usuarios que participan en la subasta y adquieren el ticket al precio único de cierre de la subasta. Este precio refleja «precio del ticket de no racionamiento» en el mercado hipotético.

Se entiende entonces que una vez anunciado el evento de racionamiento, cada usuario susceptible de ser racionado se enfrenta a la duda de comprar o no el «ticket de no racionamiento» mediante la siguiente pregunta:

Para un «precio de ticket de no racionamiento» dado ¿estaría dispuesto a evitar el racionamiento?; esto es: ¿Estaría dispuesto a pagar por el «ticket de no racionamiento» para evitar ser racionado en el evento?

Si el usuario responde **sí:**

- Se le garantiza el suministro de gas natural que tenga contratado con su vendedor de gas natural; el 100% de su demanda.

- Pagará a su vendedor de gas natural conforme las condiciones del contrato. Esto es, que pagará la tarifa de gas.

- Deberá pagar el «precio del ticket de no racionamiento» por el total del gas no racionado al precio de cierre de la subasta del mercado hipotético.

Si el usuario responde **no**:

- Se le raciona el 100% del gas natural y no recibirá gas natural durante el evento de racionamiento, a pesar de los contratos que tenga firmados de suministro.
- Afrontará las consecuencias de ser racionado durante el periodo de racionamiento.
- Recibirá los perjuicios económicos o de bienestar derivados del evento de racionamiento y su decisión de no evitar el racionamiento. Estos perjuicios están asociados con la eventual sustitución de gas, reducción en producción, costos por deterioro de productos, puesta en marchas o paradas, daños en instalaciones, entre otros asuntos.

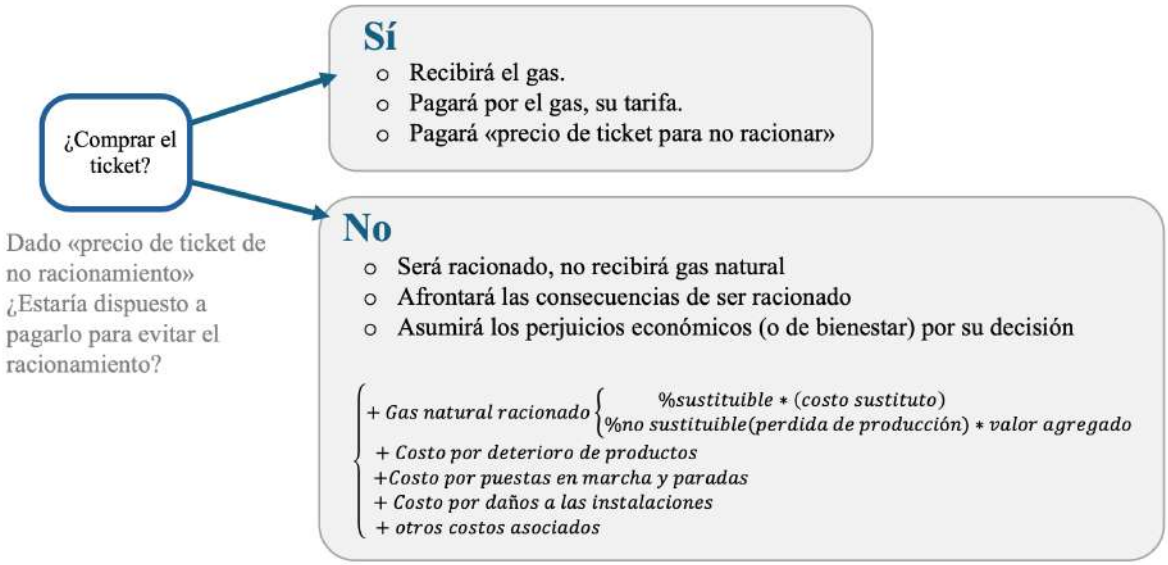


Figura 2. Decisión que enfrenta un usuario susceptible de ser racionado en el mercado hipotético. Elaboración propia

6.2.3 Perjuicio debido al racionamiento

El perjuicio debido al racionamiento corresponde al conjunto de costos económicos y productivos que enfrentan los usuarios como consecuencia de experimentar un racionamiento de gas natural. Este costo no se limita al valor del gas que deja de consumirse, sino que incluye todos los efectos asociados a la interrupción, tanto directos como indirectos. Se estima como:

$$Perjucio = \begin{cases} + \, Gas\ natural\ racionado \begin{cases} \%sustituible * (costo\ sustituto) \\ \%no\ sustituible(pérdida\ de\ producción) * valor\ agregado \end{cases} \\ + \, Costo\ por\ deterioro\ de\ productos \\ + Costo\ por\ puestas\ en\ marcha\ y\ paradas \\ + \, Costo\ por\ daños\ a\ las\ instalaciones \\ + \, otros\ costos\ asociados \end{cases}$$

6.2.4 Pregunta complementaria de compensación

Una forma alternativa de plantear la pregunta resulta de construir un mercado hipotético de compensación. Si bien esta no es la pregunta central del modelo planteado, sí es utilizado como pregunta alterna en la investigación, mediante un acercamiento a la pregunta ¿Aceptaría una compensación económica dada para aceptar ser racionado?. En este caso si la respuesta es afirmativa el usuario es racionado, asume las consecuencias del racionamiento y recibe la compensación económica aceptada. Si la respuesta es negativa el usuario no es racionado, recibe el gas natural y paga el gas natural al precio de la tarifa.

6.3 Demanda total racionada

En un escenario en el que se conoce exactamente quién fue racionado y quién no, bajo un conjunto de condiciones de racionamiento θ (que incluye su duración), la demanda nacional racionada puede calcularse a partir del racionamiento que fue sujeto cada uno de los usuarios del sistema, así:

$$Q^{\theta}_{Racionada\ país} = \sum_{i=1}^{N} Demanda_i \cdot OR_i^{\theta}$$

Donde $Q^{\theta}_{Racionada\ país}$ es la demanda total racionada, expresada en m3 o MTBU; $Demanda_i$ es la demanda de gas natural del usuario i durante el evento de racionamiento, expresada en m3 o MTBU. A quien se le raciona el 100% de su demanda; OR_i^{θ}: es una variable que toma el valor 1 (uno) si el usuario i fue racionado y 0 (cero) en caso de que el usuario no sea racionado y N el Total de usuarios.

6.3.1 El valor esperado de la demanda nacional racionada

Una vez se ha anunciado un racionamiento y con ello los usuarios susceptibles a ser racionados, cada uno de los usuarios del país tiene una probabilidad de ser racionados. Esta probabilidad de ser racionados dependerá de la disposición a pagar para evitar el racionamiento. Un usuario dispuesto a pagar más para evitar el racionamiento tendrá menos probabilidad de ser racionado, mientras que un usuario dispuesto a pagar menos para evitar el racionamiento tendrá una mayor probabilidad de ser racionado. Así, el valor esperado de la demanda del país que será racionada es:

$$E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país}\right) = \sum_{i=1}^{N} Demanda_i \cdot \pi_i^{\theta}$$

Donde $E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país}\right)$ es el valor esperado de la demanda total racionada, expresada en m^3 o MTBU; $Demanda_i$ es la demanda de gas natural del usuario i durante el evento de racionamiento, expresada en m^3 o MTBU; π_i^{θ} es la probabilidad de que el agente sea efectivamente racionado bajo determinadas condiciones del evento de racionamiento y su disposición a pagar el costo de racionamiento (tarifa más «precio ticket por no racionar»)

De esta manera, el costo de racionamiento se entiende como aquel precio que se pagará en racionamiento (tarifa más «precio ticket por no racionar») de tal forma que el valor esperado de la demanda total racionada sea igual a las cantidades que el agente racionador necesita racionar. El costo de racionamiento logra que $E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país}\right)$ sea igual a lo que se necesita racionar.

6.3.2 Modelo a partir de una muestra

Ahora, considerando que solo se considera una muestra, cada uno de los sumandos de la expresión anterior deben ser afectados por el factor de expansión muestral w_i:

$$E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país}\right) = \sum_{i=1}^{M} Demanda_i \cdot \pi_i^{\theta} \cdot w_i$$

Del cual M es el número de usuarios en la muestra y w_i el factor de expansión muestral que permite llevar la información de cada usuario de la muestra al universo poblacional. Su valor depende de la segmentación que se adopte:

En general, la ecuación expresa el valor esperado de la cantidad racionada del país, $E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país}\right)$, que es resultado de la suma de la demanda que tiene cada usuario, ($Demanda_i$), por la probabilidad de que el usuario sufra el racionamiento (π_i^{θ}) la cual se encuentra sujeta al precio ante racionamiento ($P^{\theta}_{racionamiento}$) y el conjunto de factores que determina el racionamiento de gas, los factores individuales de los usuarios, la ubicación geográfica y sectorial.

La función de densidad de probabilidad de ser racionado π_i^{θ} es a su vez una función creciente del precio de racionamiento ($P^{\theta}_{racionamiento}$). Cuando el precio es bajo la probabilidad de ser racionado es baja dado que la mayoría de los usuarios tendrá una disponibilidad a pagar que permite cubrir el precio de mercado. Sin embargo, en la medida que el precio aumenta la probabilidad de ser racionado aumenta dado que la cantidad de usuarios que no están dispuesto a pagar aumenta y van a preferir ser racionados, asumiendo los perjuicios correspondientes.

En este sentido, el agente racionador, quien determina la cantidad de racionamiento que tendrá el país, incrementará o disminuirá el precio de mercado, haciendo que la probabilidad de ser racionado aumente o disminuya lo cual modifica, según corresponda, el valor esperado de la cantidad racionada. El agente racionador realiza estos ajustes en el precio de mercado hasta el valor esperado de la cantidad racionada se iguale con la cantidad racionada que él desea.

Si la estimación es por usuarios, w_i representa cuántos usuarios del universo está «representando» cada individuo de la muestra; si la estimación es por región, el peso será w_r , que pondera a todos los usuarios de la región r; sí es por sector, se usa w_s, que pondera al sector económico s. Así, el valor esperado de la demanda nacional racionada desagregada por regiones y sectores específicos está dada por:

Por regiones:

$$E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país,r}\right) = \sum_{\substack{i \in M \\ r \in Región}} Demanda_{i,r} \cdot \pi_i^{\theta} \cdot w_r$$

Por sectores:

$$E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país,s}\right) = \sum_{\substack{i \in M \\ s \in sector}} Demanda_{i,s} \cdot \pi_i^{\theta} \cdot w_s$$

Tabla 3. Expresión para expectativa de demanda racionada, según nivel de agregación

Demanda racionada	Expresión matemática	Interpretación
Muestra total	$E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país}\right) = \sum_{i=1}^{N} Demanda_i \cdot \pi_i^{\theta} \cdot w_i$	Cada usuario i de la muestra representa a un número w_i de usuarios en el universo poblacional. Al sumar sus demandas ponderadas por la probabilidad de ser racionados, se obtiene la demanda racionada nacional esperada para un ticket j dado.
Región	$E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país,r}\right) = \sum_{\substack{i \in M \\ r \in Región}} Demanda_{i,r} \cdot \pi_i^{\theta} \cdot w_r$	Para cada región r, se agrupa a todos los usuarios i que la conforman. Su demanda individual se multiplica por la probabilidad de que el individuo i sea racionada (π_i^{θ}) y por el peso de expansión regional (w_r), que permite extrapolar al total nacional. El agregado de esta ecuación resulta en la demanda de la región r.

Demanda racionada	Expresión matemática	Interpretación
Sector	$E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país,s}\right) = \sum_{\substack{i \in M \\ s \in sector}} Demanda_{i,s} \cdot \pi_i^{\theta} \cdot w_s$	Para cada sector económico s, se reúne a los usuarios i que participan en él. Su demanda individual se multiplica por la probabilidad de que el individuo i sea racionada (π_i^{θ}) y por el peso de expansión sectorial (w_s), que refleja su importancia en el universo nacional. El agregado de esta ecuación resulta en la demanda del sector s.

Fuente: elaboración propia

6.4 Costo de racionamiento

El siguiente paso consiste en derivar el costo económico del racionamiento. Para ello, se integra la información sobre la tarifa vigente, el valor del ticket de no racionamiento. En este sentido, el costo de racionamiento se define como:

$$P^{\theta}_{racionamiento} = Tarifa_i + Ticket_i$$

De esta manera, se construye una curva de equilibrio que permite responder dos preguntas:

- Dado un $P^{\theta}_{racionamiento}$, ¿cuál sería la cantidad de gas que efectivamente se raciona en el país?
- Dada una cantidad de gas a racionar**,** ¿cuál sería el $P^{\theta}_{racionamiento}$ que equilibra esta situación?

En este contexto, la probabilidad de racionamiento π_i^{θ} no es un valor fijo, sino que depende del precio de racionamiento ($P^{\theta}_{racionamiento}$). En particular, cuando el precio del ticket es bajo, un mayor número de usuarios estaría dispuesto a adquirirlo, reduciendo así la probabilidad de ser racionados y, en consecuencia, la demanda racionada esperada a nivel nacional. Por el contrario, cuando el precio del ticket es alto, menos usuarios deciden evitar el racionamiento, lo que incrementa la probabilidad de ser racionados y, por tanto, la cantidad de gas racionada.

En forma funcional, esta relación puede expresarse como:

$$F_{\theta}(P_{racionamiento}) = E\left[Q^{\theta}_{Racionada\ país}\right]$$

donde F_{θ} es una función que vincula el precio de mercado del ticket con la expectativa de demanda racionada en el país. De manera inversa se puede escribir:

$$P_{racionamiento} = F_{\theta}^{-1}\left[E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país}\right)\right]$$

lo cual permite recorrer el camino contrario: dada una cantidad de gas a racionar (y su costo asociado), determinar el precio de equilibrio del ticket de no racionamiento que haría consistente esta situación.

Tabla 4. Función de expectativa de racionamiento y su inversa

Característica	**Función**	**Función inversa**
Notación:	F_θ	F_θ^{-1}
Dominio:	$P^\theta_{racionamiento}$	$E\left[Q^\theta_{Racionada\ país}\right]$
Rango:	$E\left[Q^\theta_{Racionada\ país}\right]$	$P^\theta_{racionamiento}$
Ingresa:	Un precio arbitrario de Precio de racionamiento para el costo de racionamiento.	Un valor arbitrario de la expectativa de demanda a racionar.
Sale:	La expectativa de demanda a racionar.	El costo de racionamiento resultante.
Interpretación	Para «calibrar la curva» con los datos de la muestra. Sirve para saber cuánto quedaría racionado para cada posible $P^\theta_{racionamiento}$	Una vez ya se ha "calibrado esta curva" es posible contestar la pregunta: Dado una cantidad de gas a racionar en el país, en consecuencia ¿cuál sería el precio de racionamiento?
Uso	Se define un valor arbitrario de precio de racionamiento, con ello para cada cliente se calcula el ticket equivalente (ticket_i= Pracionamiento-tarifa_i), con ellos se va a la base de datos y se le suma a la tarifa de cada cliente, luego se calcula π de cada cliente y luego se calcula el valor resultante de valor esperado de racionamiento. Esto se hace para tantos valores de Pracionamiento como los necesarios	Una vez conocida las funciones F_θ y su inversa F_θ^{-1}, se puede consultar el precio para un «nuevo racionamiento» dada una cantidad a racionar deseada.

Fuente: Elaboración propia

Las curvas F_θ y F_θ^{-1} pueden así mismo ser calibradas para cada uno de los sectores F_{θ_s} en cuestión, durante el proceso de calibración de las curvas. También pueden ser calibradas para cada una de las regiones F_{θ_r}. De esta manera, no se hablaría de la esperanza de racionamiento de todo el país sino de la esperanza de racionamiento de cada sector y de la esperanza de racionamiento de cada región.

$$F_{\theta_s} = \sum_{i \in M} Demanda_i \cdot \pi_i^\theta \cdot w_s \cdot s_i$$

$$F_{\theta_r} = \sum_{i \in M} Demanda_i \cdot \pi_i^\theta \cdot w_r \cdot r_i$$

Donde s_i y r_i son indicadores que valen 1 si el cliente i pertenece al sector o a la región respectivamente, valen cero en otro caso.

6.5 Probabilidad de evitar el racionamiento

En el marco del mercado hipotético, cada cliente enfrenta la decisión de evitar o no el racionamiento durante el evento anunciado. Para modelar esta elección se usa un modelo de elección discreta del tipo logit, en el cual la variable dependiente corresponde a la probabilidad de evitar ser racionado bajo un ticket determinado, en función de las características del cliente, las condiciones del racionamiento anunciado y los perjuicios que representa ser racionado.

La probabilidad de ser racionado se definió anteriormente como π_i^{θ} que es una función del precio de racionamiento de racionamiento y otras variables. Para estimar esta probabilidad se emplea un modelo logit. Formalmente, la probabilidad de que un usuario i evite el racionamiento bajo el ticket j se expresa como:

$$\boldsymbol{\pi}^{*}(Y_{ij} = 1|X_{ij}) = \frac{1}{1 + e^{-X_{ij}}}$$

Donde:

- π_{ij}^{*}: probabilidad de que el usuario i evite el racionamiento para el ticket j. De esta manera, $1 - \pi_{ij}^{*} = \pi_i$.

- $Y_{ij} = 1$ Es la variable explicada del modelo. Si el cliente i decide evitar el racionamiento bajo el ticket j. En la entrevista a cada usuario se le pregunta para un «precio de ticket de no racionamiento» si evitaría el racionamiento. Si la respuesta es sí: $Y_{ij} = 1$.

- $Y_{ij} = 0$ Es la variable explicada del modelo. si el cliente i es efectivamente racionado bajo el ticket j. En la entrevista a cada usuario se le pregunta para un «precio de ticket de no racionamiento» si evitaría el racionamiento pagando el ticket. Si la respuesta es no: $Y_{ij} = 0$.

- X_{ij} es la combinación lineal de las variables explicativas:

$$X_{ij} = \beta_0 + \beta_1 P_{ij} + \beta_2 C_i + \beta_3 D_i^{(m)} + \beta_4 D_i^{(l)} + \beta_5 A_i + Z_i^{'}\gamma$$

Donde:

- P_{ij}: $tarifa_i + ticket_{ij}$: $(precio\ de\ racionamiento)$ Precio total a pagar (COP/m^3 o US$/MBTU) por el gas natural durante el periodo de racionamiento en caso de que se logre evitar el racionamiento del individuo i para el precio del ticket j.

- $D_i^{(m)}$: variable *dummy* (1 si la duración es media, 0 en otro caso)

- $D_i^{(l)}$: variable *dummy* (1 si la duración es larga, 0 en otro caso). Cuando ambas variables $D_i^{(m)}$ y $D_i^{(l)}$ toman el valor 0, la duración corresponde a la categoría corta (referencia).

- A_i: Variable auxiliar que representa el perjuicios económicos o pérdida de bienestar por la interrupción.

- $Z_i^{'}\gamma$: vector de características del individuo (sector (Z_1), tamaño de empresa (Z_2),, región (Z_3), estrato (Z_4), etc.)

$$Z_i^{'}\gamma = \gamma_1 Z_{1,i} + \gamma_2 Z_{2,i} + \cdots + \gamma_K Z_{K,i}$$

Dentro de las variables explicativas del costo de racionamiento, $D_i^{(m)}$ y $D_i^{(l)}$ representan la duración del racionamiento:

- $D_i^{(m)}$: toma valor 1 si la duración del racionamiento es media, 0 en otro caso.
- $D_i^{(l)}$: toma valor 1 si la duración del racionamiento es larga, 0 en otro caso.

La categoría de referencia es la duración corta (cuando ambas variables son 0). Esto implica que los coeficientes β_3 y β_4 deben interpretarse como el efecto adicional en la disposición a pagar (o en el costo de racionamiento estimado) cuando el usuario enfrenta un escenario de duración media o larga, en comparación con un escenario de duración corta.
En otras palabras:

- β_3: diferencia en el costo de racionamiento entre un racionamiento de duración media y uno corto.
- β_4: diferencia en el costo de racionamiento entre un racionamiento de duración larga y uno corto.

7 Segmentación, diseño muestral y encuesta

7.1 Objetivo de la sección

Definición metodología 4. Definir la segmentación geográfica, sectorial y temporal, necesaria para estimar y aplicar el costo de racionamiento, conforme lo establecido en la obligación 2 (Conceptualización), en conjunto con la UPME.

Definición metodología 7. Revisar el tamaño y distribución de la muestra estadística propuesta por la UPME (ver siguiente tabla -ver estudios previos) a fin de estimar la representatividad y significancia de la misma. Precisar la distribución de la muestra a nivel de subsectores productivos según su clasificación con relación al consumo de los usuarios. Proponer, si es el caso, modificaciones dentro del alcance de este contrato.

7.2 Segmentación

La segmentación busca garantizar que la estimación del costo de racionamiento refleje adecuadamente la diversidad de condiciones de consumo, vulnerabilidad y localización de los usuarios del servicio de gas natural en Colombia. Asimismo, permite estructurar las encuestas, el modelo y los análisis según características diferenciadas.

7.2.1 Segmentación temporal

Se contempla la diferenciación según la duración del racionamiento en tres segmentos, cuyas duraciones se consultarán en las encuestas. Se define un periodo de duración por defecto, que puede ser modificado por el encuestado.

- Corto. Un día.
- Medio. Una semana.
- Largo. Un mes

7.2.2 Segmentación sectorial

Se adoptan los siete sectores definidos por la UPME en los términos de referencia:

- Residencial
- Terciario (comercio y servicios)
- Industrial
- Vehicular
- Termoeléctrico
- Petrolero
- Compresores

7.2.3 Segmentación geográfica

Se consideran las regiones establecidas a partir de los nodos operativos definidos por la UPME en los términos de referencia o de agrupaciones regionales funcionales:

- Centro,
- Costa Atlántica,
- Costa Interior
- CQR,
- Magdalena Medio,
- NorOriente,
- NorOccidente,
- SurOccidente
- Tolima-Huila.

7.3 Muestra

La UPME propone inicialmente una muestra de 424 encuestas como insumo preliminar del estudio que es útil como punto de partida, acogida como el número total de encuestas a realizar para dar cumplimiento a los términos de referencia.

Se observa que la muestra UPME reproduce parcialmente la estructura regional del universo, particularmente en las regiones Centro y Sur Occidente, donde las proporciones asignadas por la UPME (33,71 % y 11,14 %, respectivamente) se aproximan a las distribuciones observadas en el SUI (35,26 % y 12,36 %). Sin embargo, también se identifican desviaciones relevantes. Se construye una muestra que permita identificar niveles de confianza, márgenes de error, varianzas, proporciones poblacionales, coeficientes de variación o factores de no respuesta, para lo que construye alternativas y se hace una selección; asunto este tratado en el Producto 3 y Producto 4 de la consultoría. La muestra permite identificar el número de encuestas a realizar con su respectiva distribución sectorial y regional a fin de mantener parámetros de significancia y error adecuados.

7.4 Limitaciones

El diseño muestral utilizado en esta consultoría tiene como propósito exclusivo estimar el costo de racionamiento del gas natural en Colombia, de acuerdo con la metodología propuesta para este estudio. Con este fin se estructuraron y aplicaron las encuestas correspondientes.

Aunque en algunas secciones de este documento se presentan estadísticas descriptivas de las respuestas obtenidas en las encuestas realizadas, dichos resultados no deben interpretarse como conclusiones representativas para variables específicas
El diseño muestral no está orientado a identificar las condiciones socioeconómicas del país, caracterizar la demanda de gas natural, sus productos complementarios o sustitutos, ni a describir los usos o comportamientos de consumo de los usuarios de gas natural en Colombia. Cualquier interpretación en ese sentido sería metodológicamente inapropiada.

En consecuencia, la información estadística presentada en algunas secciones cumple únicamente una función ilustrativa dentro del marco general del estudio. Cualquier análisis concluyente sobre variables específicas en sectores, regiones o segmentos requeriría un estudio independiente con un diseño muestral construido para dicho fin.

7.5 Encuestas por realizar

Se establecen los agentes que serán objeto de búsqueda de información según su representatividad para un total esperado de 424 encuestas, conforme los términos de referencia que dan lugar a esta consultoría. 94 de estas encuestas se esperan para el sector residencial y 330 en el sector No Residencial. Con la distribución según la tabla.

Tabla 5. Encuestas a realizar, con la distribución definida

ítem	valor	Comentario
Total de encuestas	424	Total de encuestas según términos de referencia
Total de encuestas residencial	94	Total de encuestas residencial a realizar
Total de encuestas no residencial	330	Total de encuestas no residenciales a realizar

Distribución residencial y no residencial de encuestas a realizar									
Región	Total	Residencial	No residencial	Sector No Residencial					
				Terciario	GNCV	Industrial	Termo eléctrico	Petróleo	Compresores
Centro	174	48	126	30	7	79	2	3	5
Costa Atlántica/ Interior	92	16	76	8	1	58	7	1	1
CQR	24	5	19	5	1	13	0	0	0
Magdalena Medio	12	3	9	2	1	5	0	1	0
Nor Occidente	36	6	30	6	3	19	1	1	0
Nor Oriente	25	7	18	4	1	13	0	0	0
Sur Occidente	45	5	40	7	1	29	2	0	1
Tolima Huila	16	4	12	4	0	7	0	0	1
Encuestas a realizar	**424**	**94**	**330**	**66**	**15**	**223**	**12**	**6**	**8**

7.6 Formularios

Para la elaboración de las encuestas se aplican dos instrumentos para la recopilación de la información. Uno para los usuarios residenciales y otro para los usuarios no residenciales. Al igual que en el estudio de Econometría (2015) se busca homogenizar las variables relevantes a consultar a través de pocos formularios, que se describen a continuación.

7.6.1 Descripción del Formulario Residencial

El Formulario Residencial constituye una herramienta fundamental para la estimación del costo de racionamiento de gas natural en el sector residencial colombiano, en el marco del estudio desarrollado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el Consorcio METGAS. Su diseño metodológico permite recopilar información precisa, verificable y representativa de los hogares usuarios del servicio, orientada a cuantificar los impactos económicos, sociales y operativos asociados a posibles interrupciones del suministro.
El instrumento se estructura en siete componentes principales, los cuales permiten abordar de manera integral las dimensiones técnicas, económicas y conductuales del consumo residencial de gas natural:

Caracterización del hogar: recopila información sociodemográfica, económica y territorial que permite contextualizar las condiciones de cada vivienda, su nivel de ingreso, estrato socioeconómico y tipo de tenencia. Este bloque constituye la base para la segmentación y el análisis diferenciado de los resultados.

Usos del gas natural e infraestructura del servicio: examina las aplicaciones residenciales del gas (cocción, calentamiento de agua, climatización, lavandería, entre otros), los patrones de consumo y la estructura tarifaria registrada en la factura del servicio, aportando datos esenciales para la modelación de la demanda y los costos asociados al suministro.

Alternativas de sustitución y resiliencia energética: identifica los sustitutos disponibles (electricidad, GLP, carbón, leña u otros), los equipos eléctricos complementarios y las restricciones económicas, técnicas o ambientales que enfrentan los hogares ante la falta del servicio de gas natural. Este componente resulta clave para evaluar la capacidad de respuesta y adaptación de los usuarios frente a un evento de racionamiento.

Estimación de perjuicios por racionamiento: cuantifica los efectos económicos y funcionales que el hogar experimentaría ante tres escenarios de interrupción (1 día, 1 semana y 1 mes), considerando los costos adicionales asociados a la sustitución energética y la pérdida de confort doméstico. La información recopilada permite estimar los costos directos e indirectos del racionamiento en el sector residencial.

Historial de interrupciones: documenta experiencias previas de desabastecimiento y los gastos asumidos por los hogares en eventos reales, complementando la valoración económica y la percepción de vulnerabilidad frente al servicio.

Disposición a pagar (DAP o WTP en inglés): mide la voluntad del hogar de pagar un monto adicional para evitar un racionamiento, bajo un esquema hipotético de continuidad garantizada del servicio. Este componente permite estimar el valor económico que los usuarios asignan a la confiabilidad del suministro.

Disposición a ser compensado (DAA o WTA en inglés): explora el nivel mínimo de compensación que los hogares considerarían justo por permanecer sin servicio, aportando

una base para valorar los costos sociales del racionamiento y los mecanismos de equidad en la compensación.

En conjunto, el formulario integra aspectos de caracterización, consumo, sustitución, valoración económica y percepción del servicio, consolidándose como una herramienta estratégica para el análisis integral del impacto del racionamiento de gas natural en los hogares colombianos, en coherencia con los principios de transparencia, confidencialidad y protección de datos establecidos en la Ley 1581 de 2012 y el Decreto 1377 de 2013.

7.6.2 Descripción del Formulario No Residencial

El Formulario No Residencial es un instrumento técnico diseñado para la estimación de los costos asociados al racionamiento de gas natural en el sector No Residencial colombiano, en el marco del estudio liderado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y ejecutado por el Consorcio METGAS. Su objetivo es cuantificar los impactos operativos, económicos y productivos derivados de interrupciones en el suministro de gas natural, considerando las características energéticas, tecnológicas y de gestión propias de las empresas y del sector No Residencial del país.

El formulario se compone de nueve secciones principales, estructuradas para garantizar una visión integral de la cadena operativa y energética de cada consumidor, permitiendo analizar tanto los efectos directos del racionamiento como la capacidad de respuesta y adaptación del sector:

Datos generales: recoge información institucional, ubicación, tamaño, actividad económica (CIIU), estructura corporativa y características productivas, con el fin de establecer la línea base de análisis sectorial y regional.

Costos y consumo de gas natural: identifica las condiciones contractuales, modalidades de suministro, estructura tarifaria y evolución del consumo energético, permitiendo calcular el peso del gas natural en los costos operativos del consumidor y su relación con la productividad.

Procesos industriales: describe los usos específicos del gas natural dentro del proceso productivo, la distribución por tipo de aplicación (vapor, calor directo, cogeneración, etc.) y la criticidad de cada equipo o proceso, facilitando la identificación de vulnerabilidades ante una posible restricción del suministro.

Sustitución y resiliencia energética: evalúa la capacidad técnica y operativa de los consumidores para reemplazar el gas natural por otros combustibles (ACPM, GLP, electricidad, fuel oil, entre otros), así como las limitaciones económicas, normativas o logísticas asociadas al uso de sustitutos. Este bloque permite estimar el grado de resiliencia y continuidad productiva frente a emergencias energéticas.

Historial de interrupciones: recopila información sobre eventos previos de desabastecimiento, tiempos de respuesta y medidas de contingencia aplicadas, proporcionando evidencia sobre la experiencia y capacidad de gestión ante escenarios de riesgo energético.

Estimación de perjuicios por racionamiento: cuantifica los impactos económicos y técnicos derivados de un racionamiento de corta (1 día), media (1 semana) y larga duración (1 mes), diferenciando entre pérdidas de producción, costos adicionales, daños técnicos y penalidades contractuales. Esta información constituye la base para estimar el costo social y productivo del racionamiento al sector No Residencial.

Disposición a pagar (DAP o WTP en inglés): analiza la voluntad de los consumidores de asumir un pago adicional o "ticket de no racionamiento" para garantizar la continuidad del suministro durante eventos de restricción. Este componente permite valorar el costo percibido de la confiabilidad energética desde la perspectiva del sector.

Disposición a ser compensado (DAA o WTA en inglés): determina el nivel mínimo de compensación que los consumidores de este sector No Residencial considerarían justo por permanecer sin servicio de gas natural, aportando insumos para el diseño de mecanismos de compensación o seguros energéticos en escenarios de contingencia.

Disposición a vender gas no excedentario (aplica a usuarios no regulados): indaga sobre la disposición de los usuarios no regulados a comercializar parte de su gas contratado durante situaciones de racionamiento, estimando los márgenes de reventa y la respuesta potencial del mercado secundario.

El formulario No Residencial permite, en conjunto, caracterizar el comportamiento energético y productivo del sector frente a un racionamiento, estimar los costos directos e indirectos asociados, y analizar las preferencias económicas de pago, compensación y sustitución. Su aplicación sigue los principios de confidencialidad, rigor técnico y protección de datos establecidos por la Ley 1581 de 2012 y el Decreto 1377 de 2013, garantizando el uso exclusivo de la información con fines académicos, estadísticos y de planificación energética.

7.6.3 Nota sobre GNVC

Dadas las características técnicas del uso del gas natural para movilidad y las condiciones de contexto durante las entrevistas a estos usuarios, se implementa un formulario más ágil que aquel desarrollado para los demás sectores. Manteniendo asuntos clave sobre disposición a pagar, a ser compensado.

7.7 Operativo de campo para encuestas

La planeación operativa se propone a través de seis etapas: Preparación y planificación de la encuesta; selección y capacitación de encuestadores; implementación de la encuesta; procesamiento y validación de los datos; análisis de datos y elaboración de reportes; presentación y difusión de resultados.

7.7.1 Preparación y planificación de la encuesta

Para el inicio de las labores en campo se seleccionó a dos personas quienes realizaran el agendamiento a las industrias, las cuales están listadas en la base de datos revisada por el profesional en logística.

La estructura de la encuesta contempla la inclusión de preguntas cerradas, orientadas a facilitar el análisis estadístico de los datos recopilados, así como preguntas abiertas que permiten obtener información cualitativa más detallada sobre las percepciones, experiencias y expectativas del público objetivo.

Se propone la siguiente estructura organizacional de campo:

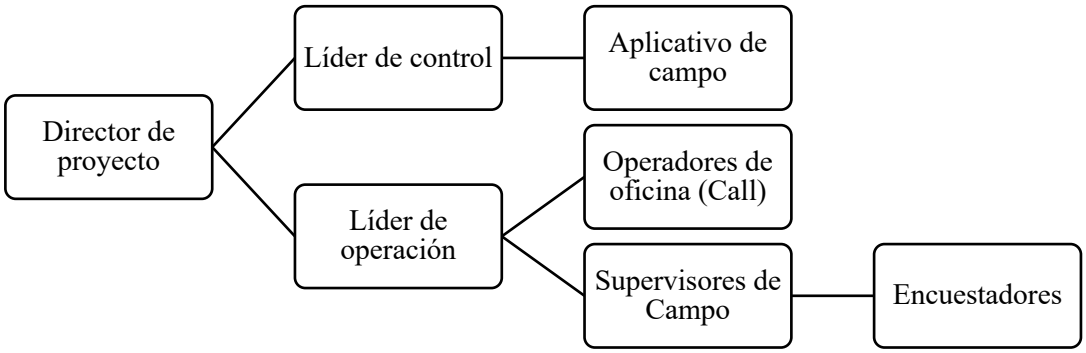


Figura 3. Estructura organizacional de campo

7.7.2 Selección y capacitación de encuestadores

Establecer el perfil específico del personal de campo requerido, considerando las competencias técnicas, experiencia laboral, disponibilidad geográfica y condiciones operativas necesarias para cumplir con los objetivos logísticos del proyecto.

Se definió el perfil del grupo de encuestadores con base en los requerimientos logísticos del proyecto. Posteriormente, se coordina la forma de contratación del equipo de encuestadores, estableciendo criterios de sectorización según zonas geográficas, volumen de muestras por área y cantidad de encuestadores requeridos para cubrir eficientemente el trabajo de campo.

Se coordina la entrega de materiales y dispositivos móviles, gestionando de manera eficiente los recursos físicos y tecnológicos necesarios para la ejecución de las tareas. El equipo de encuestadores cuenta con elementos de identificación y, según lo establecido en los agendamientos, se verifica si el personal requiere elementos de protección para ingresar a las instalaciones no residenciales.

7.7.3 Implementación de la encuestas

Las encuestas se llevarán a cabo de forma presencial, conforme a los lineamientos establecidos en los requerimientos contractuales.

La encuesta corresponde un instrumento estructurado de levantamiento de información aplicado por el equipo designado por el Consorcio METGAS; no incluye intervención, diagnóstico técnico especializado, inspección de activos ni emisión de conceptos técnicos de instalaciones o procesos productivos, tampoco auditoría. La duración, el procedimiento y el perfil del personal encuestador se ajusta a la complejidad de cada proceso de encuesta.

Se coordinará la entrega de materiales y dispositivos móviles, gestionando de manera eficiente los recursos físicos y tecnológicos necesarios para la ejecución de las tareas. El equipo de encuestadores será carnetizado, y según lo establecido en los agendamientos, se verificará si el personal requiere elementos de protección para ingresar a las instalaciones industriales.

Así mismo, se deja evidencia digital de la realización presencial de las encuestas.

7.7.4 Procesamiento y validación de los datos

Supervisar la aplicación de encuestas, con el acompañamiento de los profesionales procesos industriales, logístico y estadístico.

Se realizará un proceso de supervisión para garantizar la calidad de la información recolectada. Esto incluye la verificación del cumplimiento de los protocolos establecidos, la revisión de los datos obtenidos y la evaluación del desempeño del equipo en campo. Esto será a cargo del líder de campo.

7.7.5 Análisis de datos y elaboración de reportes

La información obtenida será consolidada en una base de datos estructurada, con el fin de facilitar su procesamiento y análisis. Esta tarea estará a cargo del equipo de profesionales del Consorcio METGAS, quienes evaluarán los resultados para identificar los costos de racionamiento de gas natural.

8 Avance encuestas residenciales

8.1 Objetivo de la sección

Presentar resultados parciales, a partir de la información hasta ahora obtenida en encuestas presenciales realizadas en el segmento residencial. Esta sección avanzará en nuevas versiones de este producto, también para los futuros productos de esta consultoría.

8.2 Avance de las encuestas

A la fecha se han realizado 105 encuestas presenciales en el segmento residencial, más del 100% de la muestra residencial prevista y equivale al 24,76% del total de las 424 encuestas del estudio. La distribución regional se presenta en la tabla siguiente: la Región Centro concentra el 54,29% de las encuestas residenciales, en coherencia con su mayor peso poblacional y de consumo dentro del marco muestral. Le sigue la región Costa Atlántica/Interior con el 17,14%, mientras que las demás regiones aportan porcentajes consistentes con su participación relativa en el universo de usuarios residenciales. Esta distribución refleja estrictamente la estructura real del mercado y garantiza la representatividad del diseño muestral.

Tabla 6. Avance de encuestas residenciales

Región	Encuestas residenciales realizadas	% de la muestra residencial
Centro	57	54,29%
Costa Atlántica/Interior	18	17,14%
CQR	5	4,76%
Magdalena Medio	3	2,86%
Nor Occidente	6	5,71%
Nor Oriente	7	6,67%
Sur Occidente	6	5,71%
Tolima–Huila	3	2,86%
Total general	105	100%

8.3 Sinapsis por componentes de formulario

1. Perfil socioeconómico de los hogares
A nivel nacional, la estructura social de los usuarios de gas natural se concentra en los estratos medios y bajos. El estrato 2 agrupa al 38,2% de los hogares, seguido del estrato 3 con el 30,9% y el estrato 1 con el 16,0%. En términos de ingresos, el 49,1% de los hogares percibe entre 1 y 2 SMLV y el 23,5% menos de 1 SMLV, lo que ubica al 72,6% de la base en niveles de ingreso bajo. Regionalmente, se evidencian mayores condiciones de vulnerabilidad en Magdalena Medio (64,9% en estrato 1), así como en la Costa Atlántica, donde el estrato 1 alcanza el 33,2%.

2. Acceso al servicio y usos principales del gas natural
El 100% de los hogares cuenta con medidor individual, lo que confirma una cobertura total en medición. El servicio se utiliza universalmente para la cocción de alimentos (100%). El calentamiento de agua alcanza una penetración del 18,9% a nivel nacional, destacándose CQR (38,5%), Sur Occidente (28,8%) y Centro (28,4%). El secado de ropa es marginal (1,3%) y otros usos domésticos son minoritarios.

3. Gasto del servicio, proporción frente al ingreso y estructura tarifaria
El gasto mensual promedio del servicio de gas natural es de $41.765 COP por hogar. Para el 56,1% de los usuarios este gasto representa menos del 5% del ingreso mensual, mientras que para un 32,4% oscila entre el 5% y el 10%. La tarifa promedio nacional asciende a $3.009,5 COP/m³, estructurada en suministro ($1.816,2), transporte ($672,7), distribución ($661,7), comercialización ($304,1) y otros cargos ($20,0). Tolima–Huila registra la tarifa más alta con $5.561,1 COP/m³, impulsada por mayores costos en transporte y comercialización.

4. Consumo mensual y diario
El consumo promedio nacional es de 14,1 m³ por mes, con una variabilidad que oscila entre 2 y 72 m³ y una desviación estándar de 10,3 m³. El consumo diario promedio se sitúa en 0,4 m³. CQR (20,3 m³/mes) y Centro (17,6 m³/mes) muestran los mayores niveles de consumo, mientras que Nor Occidente (7,9 m³/mes) y Sur Occidente (10,1 m³/mes) presentan los valores más bajos.

5. Equipamiento doméstico asociado al gas natural
La estufa a gas natural es el equipo más extendido, con una penetración del 90,1% a nivel nacional. Los hornos a gas están presentes en el 24,2% de los hogares, especialmente en Nor Occidente (54,5%) y Sur Occidente (51,0%). Los calentadores de paso tienen una presencia del 7,9%, con mayor concentración en la región Centro (17,5%). Otros equipos, como chimeneas y secadoras, presentan una adopción inferior al 2%.

6. Patrones de uso semanal del servicio
El 56,2% de los hogares declara no presentar variaciones en el uso semanal del gas. Entre quienes sí reportan cambios (43,8%), la mayoría intensifica el consumo de lunes a viernes (59,4% nacional), mientras que el 29,6% lo hace principalmente los fines de semana. Se observan patrones extremos: en Nor Oriente, Sur Occidente y Magdalena Medio el uso se concentra exclusivamente entre semana; en CQR ocurre lo contrario, con mayor consumo

los fines de semana (65,6%); y en Tolima–Huila el uso se focaliza el 100% en los fines de semana.

7. Sustitutos energéticos y disponibilidad de alternativas
La principal alternativa de sustitución es la electricidad, disponible en el 59,8% de los hogares. El GLP en cilindro tiene baja prevalencia (7,6%) y el uso de carbón o leña alcanza el 9,7% nacional. No obstante, un 31,3% de los hogares declara no contar con ningún sustituto, un indicador crítico de vulnerabilidad. En regiones como Nor Occidente, Sur Occidente, Magdalena Medio y Tolima–Huila, el 100% de los hogares reporta contar con electricidad como respaldo, mientras que en la Costa Atlántica no se registran alternativas energéticas de sustitución, lo que aumenta el riesgo ante interrupciones prolongadas.

8. Perjuicios económicos declarados ante racionamientos del servicio (Costos de sustitución)
El costo estimado por los hogares para sustituir la cocción de alimentos varía ampliamente según la duración del corte: $68.808 COP para un día, $321.410 COP para una semana y $991.090 COP para un mes. La vulnerabilidad económica se intensifica en racionamientos prolongados, especialmente en Tolima–Huila ($2.451.731 COP) y Nor Oriente ($2.208.095 COP). Incluso para interrupciones de un solo día, regiones como Nor Occidente registran costos superiores a $119.000 COP.

9. Disposición a pagar por evitar un racionamiento (WTP, DAP)
La disposición a pagar (WTP, DAP) muestra patrones distintos según la duración del racionamiento. Para un corte de un día, la aceptación es limitada (27,1%), centrada en montos entre $4.000 y $20.000 COP, aunque un grupo reducido (14,3%) estaría dispuesto a pagar hasta $200.000 COP. Para un corte de una semana, la WTP alcanza el nivel más alto (66,8%), con preferencias por montos intermedios ($40.000 COP) y altos ($200.000 COP). En el escenario de un mes, la disposición disminuye al 34,8%, predominando montos manejables entre $40.000 y $80.000 COP, mientras los valores altos pierden relevancia.

10. Disposición a ser compensado (WTA, DAC)
La disposición a recibir compensación es alta y consistente: 80,1% para un día, 80,2% para una semana y 73,7% para un mes. Sin embargo, el monto mínimo exigido aumenta proporcionalmente con la severidad del corte. Para un día, predomina la expectativa de montos bajos como $4.000 COP. Para una semana, las preferencias se desplazan hacia rangos medios y altos, destacando un 23,3% que solicita $200.000 COP. En el escenario de un mes, las exigencias se concentran en los montos más altos: 25,4% exige $200.000 COP y 18,9% demanda $80.000 COP, lo que refleja el creciente reconocimiento del perjuicio económico asociado a interrupciones prolongadas.

8.4 Usos y aplicaciones

8.4.1 Consumo de gas natural en el sector residencial por región

El análisis del consumo residencial de gas natural (GN) permite establecer la magnitud de la demanda energética de los hogares en condiciones normales de suministro, lo cual constituye la línea base para evaluar los efectos potenciales de un racionamiento. Se tabula los valores promedio reportados por los usuarios residenciales para consumo diario (**CD_GN**), semanal (**CS_GN**) y mensual (**CM_GN**), mientras que la figura asociada resume visualmente las diferencias entre regiones.

Tabla 7. Consumo de gas natural por regiones y segmentación temporal

Región	**CD_GN**	**CS_GN**	**CM_GN**
Centro	0,6	4,0	17,0
NorOriente	0,4	2,7	11,4
Tolima Huila	0,4	2,7	11,7
Sur Occidente	0,3	2,4	10,1
Costa Atlántica	0,4	3,0	12,7
Magdalena Medio	0,4	2,8	11,9
CQR	0,7	4,7	20,3
Nor Occidente	0,4	2,5	10,6
Nacional	0,5	3,3	14,3

A nivel nacional, los hogares presentan un consumo promedio de 0,5 m³ diarios, 3,3 m³ semanales y 14,3 m³ mensuales, valores consistentes con patrones residenciales de uso asociados principalmente a preparación de alimentos y, en menor medida, calentamiento de agua. Sin embargo, la distribución regional evidencia una variabilidad significativa en la intensidad de uso del GN dentro del segmento residencial. La figura presenta el consumo de gas natural por región.

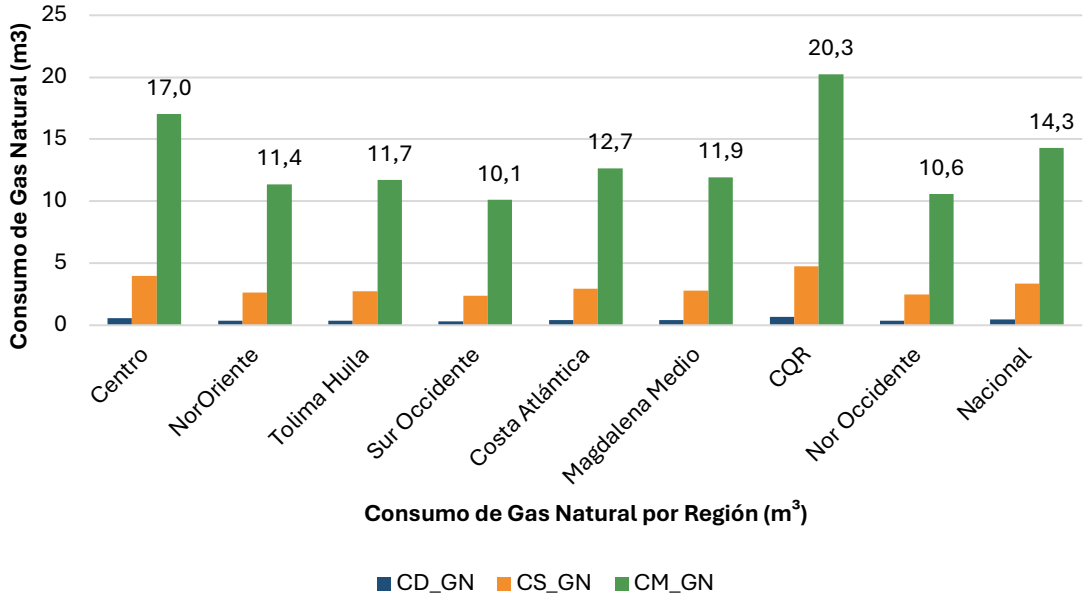


Figura 4. Consumos de gas natural por regiones y segmentación temporal.

La región **CQR** registra el nivel de consumo mensual más alto (**20,3 m³/mes**), superando en más del 40 % el promedio nacional. Este resultado sugiere una mayor frecuencia o duración de uso de los artefactos a gas en los hogares de esta región. En segundo lugar se encuentra la región **Centro**, con **17,0 m³ mensuales**, lo que reafirma una mayor dependencia residencial del GN frente a otras zonas del país.

Por el contrario, las regiones **Sur Occidente** (**10,1 m³**) y **Nor Occidente** (**10,6 m³**) exhiben los consumos más bajos, lo cual podría estar asociado a patrones culturales de uso, disponibilidad de sustitutos energéticos a nivel doméstico o menor número de artefactos a gas en los hogares. Regiones como **Costa Atlántica**, **Magdalena Medio** y **Tolima–Huila** presentan consumos intermedios, en un rango entre **11 y 12,7 m³ mensuales**, valores cercanos o ligeramente inferiores al promedio nacional.

Finalmente, la relación entre el consumo diario y el consumo mensual sugiere que el uso residencial del GN es relativamente estable: la mayoría de los hogares consume entre **0,3 y 0,7 m³/día**, evidenciando un patrón de uso continuo y no estacional. Este comportamiento uniforme implica que cualquier reducción temporal en el suministro —incluso de corta duración— puede traducirse en afectaciones proporcionales en la disponibilidad energética del hogar.

8.4.2 Aplicaciones residenciales del gas natural

Las aplicaciones del gas natural en el hogar permiten explicar buena parte de las diferencias regionales observadas en los patrones de consumo. Como se presenta, Aplicaciones residenciales del gas natural, la gráfica destaca únicamente los usos complementarios al de cocción —uso universal y no representado por no aportar variabilidad—, lo que permite identificar con precisión qué aplicaciones adicionales inciden en la magnitud del consumo mensual.

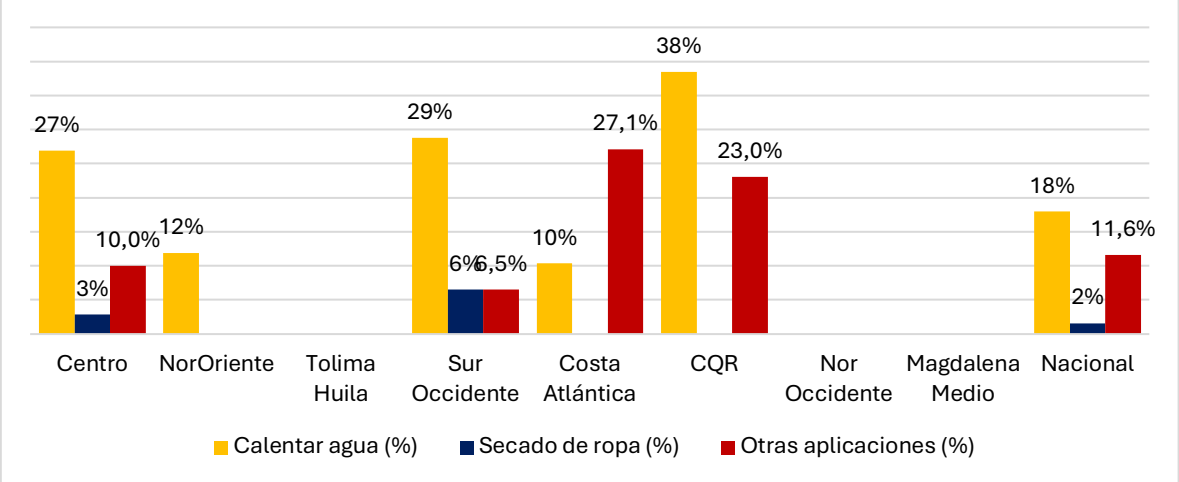


Figura 5. Aplicaciones residenciales del gas natural

A nivel nacional, el calentamiento de agua es la aplicación complementaria más relevante (18%), y su distribución territorial está directamente asociada a los niveles más altos de

consumo residencial. Regiones como CQR (38%), Sur Occidente (29%) y Centro (27%) presentan la mayor adopción de calentadores a gas, lo que coincide con los consumos mensuales más elevados reportados en la sección de consumo. En contraste, regiones como Costa Atlántica (10%) y Nor Oriente (12%) muestran menor uso, mientras que en otros territorios no se registra esta aplicación, reflejando diferencias en equipamiento y alternativas energéticas disponibles.

El secado de ropa es un uso marginal, con un 2% de adopción nacional, concentrado principalmente en Sur Occidente (6%) y en menor medida en el Centro (3%), sin presencia en el resto del país. Por su parte, las otras aplicaciones residenciales —hornos, parrillas y equipos auxiliares— alcanzan un 11,6% a nivel nacional, con mayor diversificación en Costa Atlántica (27,1%), CQR (23%) y Centro (10%). En las demás regiones no se reportan estos usos adicionales.

En síntesis, las aplicaciones complementarias del gas natural no solo muestran la heterogeneidad en el uso del servicio, sino que también explican de manera directa las diferencias regionales en la demanda mensual. Las regiones con mayor penetración de calentadores y usos diversificados presentan consumos significativamente superiores, evidenciando una mayor dependencia del GN en el ámbito residencial.

8.4.3 Equipos y procesos

El equipamiento doméstico vinculado al uso de gas natural constituye un determinante clave del consumo residencial. El estudio consideró un conjunto amplio de artefactos —estufa, horno, parrilla, calentadores de paso y de piscina, chimenea, calefactores de ambiente, secadora de ropa, generador de emergencia, faroles o calefactores de terraza y otras aplicaciones—

La estufa a gas es, con diferencia, el equipo de mayor penetración (69,3% nacional), aunque con variabilidad territorial significativa. Regiones como Tolima–Huila y Magdalena Medio presentan uso universal (100%), mientras que Nor Occidente evidencia una baja adopción (26,6%), lo que sugiere sustitución por otros energéticos. Esta diferencia estructural influye directamente en la magnitud y estabilidad del consumo observado en cada región.

El horno a gas es el segundo equipo más frecuente (18,4%), con fuerte presencia en Nor Occidente, Sur Occidente y Nor Oriente, mientras que la parrilla a gas —aunque marginal a nivel nacional (1,1%)— destaca en CQR, donde se evidencia la mayor diversificación del uso del gas en actividades recreativas o complementarias.

Entre los equipos con mayor impacto potencial en la demanda térmica del hogar se encuentran los calentadores de paso, utilizados por el 6,3% de los hogares y más frecuentes en Centro y Nor Oriente. Su presencia guarda relación directa con los consumos mensuales más elevados, dado que requieren cargas térmicas continuas y mayores volúmenes de gas. Los demás artefactos evaluados —como chimeneas, secadoras de ropa, calefactores de ambiente, faroles de terraza o generadores de emergencia— presentan una adopción nacional

muy baja, aunque con casos puntuales de concentración (por ejemplo, secadoras en Nor Occidente) que pueden explicar comportamientos atípicos en el consumo regional.

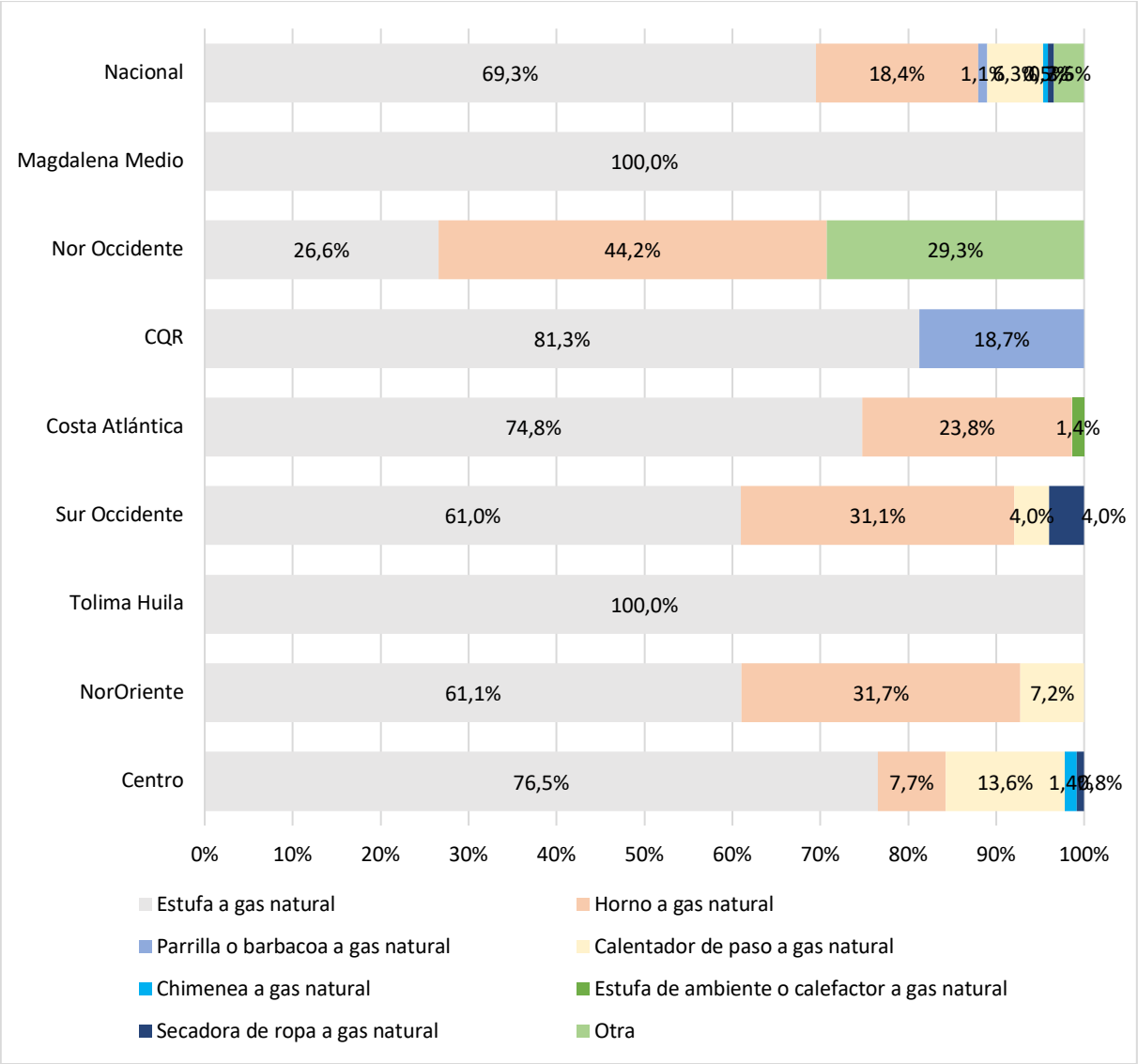


Figura 6. Equipos y procesos

Es importante resaltar que no solo la presencia de estos equipos incide en el consumo, sino también factores como la eficiencia energética, el estado de mantenimiento, la edad del artefacto y la frecuencia de uso. Equipos antiguos, poco eficientes o sin mantenimiento adecuado pueden incrementar la demanda incluso en hogares con configuraciones similares, mientras que dispositivos modernos o de mayor eficiencia tienden a reducirla.

En conjunto, la evidencia muestra que la diversificación y el desempeño energético del equipamiento doméstico constituyen elementos centrales para comprender la variabilidad

regional en el consumo residencial y para anticipar la sensibilidad de los hogares frente a posibles escenarios de racionamiento.

8.4.4 Sustitutos energéticos y resiliencia de los hogares

La disponibilidad de sustitutos condiciona la resiliencia energética de los hogares ante una eventual interrupción del gas natural. Como se observa, la alternativa de respaldo más extendida en el país es la electricidad: el 59,8% de los hogares declara contar con equipos eléctricos que les permitirían mantener actividades esenciales como cocinar o calentar agua. Sin embargo, esta capacidad es heterogénea. Regiones como Magdalena Medio y Sur Occidente presentan una dependencia total de la electricidad (100%), mientras que el Centro muestra una disponibilidad limitada (35,1%) y una alta proporción de hogares sin ninguna alternativa (57,0%), lo que lo sitúa como uno de los territorios más vulnerables.

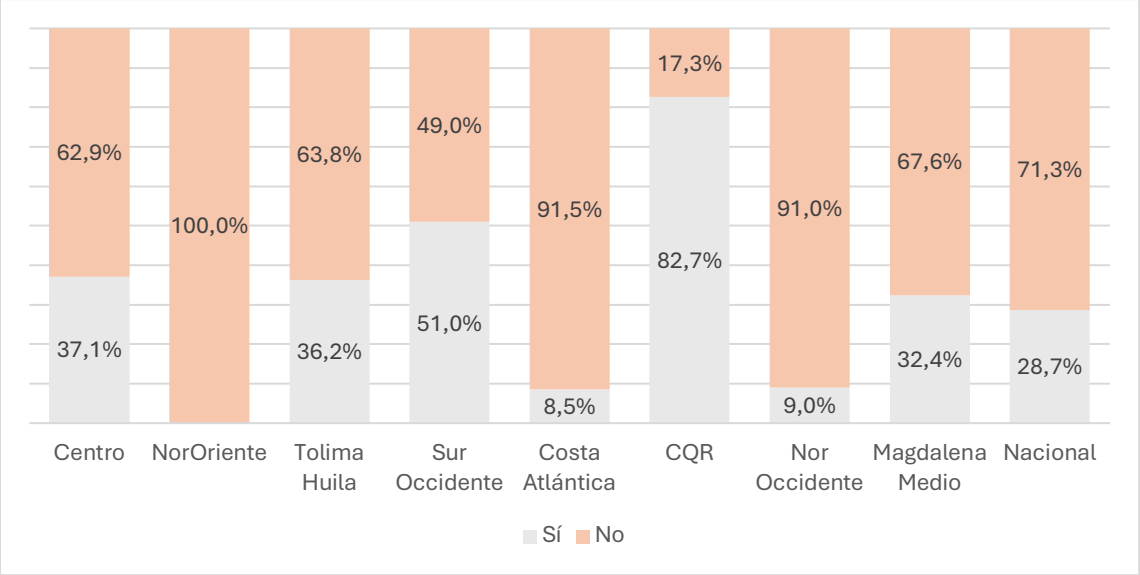


Figura 7. Posibilidad de sustituir el gas natural en las actividades del hogar

El GLP en cilindro tiene una presencia marginal (7,6% nacional) y aparece únicamente en CQR (52,1%) y el Centro (7,0%), indicando que su rol como sustituto está altamente concentrado. El uso de carbón o leña es igualmente reducido (9,7% en el agregado nacional) y no se distribuye de manera significativa entre regiones, reflejando un avance hacia combustibles modernos y la baja pertinencia de estas opciones en contextos urbanos.

Un hallazgo crítico es la proporción de hogares que no cuenta con ningún sustituto: 31,3% a nivel nacional. La Costa Atlántica, donde el 100% de los hogares carece de alternativas, y el Centro, con más de la mitad de los hogares en esta condición, presentan los niveles más altos de vulnerabilidad frente a un racionamiento. Este contraste revela importantes diferencias en infraestructura doméstica y hábitos energéticos.

Tabla 8. Porcentaje de hogares que sí cuentan con cada alternativa de sustitución

Región	Electricidad (%)	GLP (%)	Carbón/Leña (%)	No cuenta con sustitutos (%)	No sabe/No responde (%)
Centro	35,1%	7,0%		57,0%	7,9%
Costa Atlántica			100,0%		
CQR	47,9%	52,1%			
Magdalena Medio	100,0%				
Nor Occidente					
NorOriente					
Sur Occidente	100,0%				
Tolima Huila	47,0%				
Nacional	59,8%	7,6%	9,7%	31,3%	4,4%

En conjunto, los resultados muestran que, aunque la electricidad es el respaldo predominante, la capacidad de sustitución del gas natural es desigual entre regiones, que implica diferentes impactos, en función del racionamiento. Las variaciones territoriales reflejan diferencias socioeconómicas, de equipamiento y disponibilidad energética, determinando qué hogares cuentan con mayor flexibilidad y cuáles enfrentan mayor riesgo ante interrupciones del servicio.

8.5 Disposiciones Económicas Asociadas al Racionamiento

La estimación de los costos económicos asociados al racionamiento del gas natural en el sector residencial constituye un componente central del estudio, dado que permite cuantificar el valor que los hogares asignan a la continuidad del servicio y evaluar su vulnerabilidad ante escenarios de interrupción. El análisis se fundamenta en tres métricas principales: el Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR), la Disposición a Pagar para evitar el racionamiento (DP o DAP o WTP) y la Disposición a ser Compensado (DC o DAC o WTP). Mientras que el CPR refleja el perjuicio económico directo asociado a la pérdida temporal del servicio, la DP y la DC corresponden a estimaciones obtenidas mediante metodologías de valoración contingente, que permiten aproximar la valoración económica subjetiva que los usuarios asignan a la continuidad o a la interrupción del suministro.

Estas variables se normalizaron por unidad de consumo reportado por cada hogar, lo que introduce un vínculo directo entre el patrón de consumo energético y la magnitud del costo percibido. De esta forma, los costos estimados no solo capturan la importancia económica del gas natural como insumo doméstico, sino también cómo su uso —más intensivo o diversificado— modula la valoración económica del racionamiento. Las diferencias regionales en equipamiento, hábitos de consumo, alternativas energéticas y dependencia funcional del gas se traducen en variaciones significativas en los costos declarados, aportando información crítica para la planificación de medidas de mitigación y compensación.

8.6 Perjuicios por racionar

El Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR) cuantifica el impacto económico que perciben los hogares ante una interrupción del suministro de gas natural, expresado en COP/m³ no recibido. Se presentan los valores ponderados del CPR para escenarios de 1 día, 1 semana y 1 mes, evidenciando patrones regionales relevantes y una marcada sensibilidad económica frente al racionamiento.

Tabla 9. Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR) por Región y Horizonte Temporal (COP/m³)

Región	Tarifa Encuesta	1 día	1 semana	1 mes
Centro	$ 2.686,36	$ 223.870	$ 91.518	$ 98.519
Costa Atlántica	$ 2.616,29	$ 115.806	$ 120.752	$ 96.761
CQR	$ 5.561,07	$ 53.272	$ 14.181	$ 9.090
Magdalena Medio	$ 3.250,96	$ 28.624	$ 24.535	$ 43.652
Nor Occidente	$ 3.169,25	$ 430.522	$ 193.148	$ 79.558
NorOriente	$ 2.637,78	$ 269.747	$ 322.597	$ 227.191
Sur Occidente	$ 3.270,04	$ 61.378	$ 52.013	$ 31.786
Tolima Huila	$ 2.418,02	$ 215.763	$ 215.763	$ 208.522
Nacional	$ 2.952,01	$ 205.287	$ 121.876	$ 97.307

A nivel nacional, los resultados muestran que el CPR es muy superior a la tarifa residencial promedio (2.952 COP/m³) en todos los horizontes temporales:

- 1 día: 205.287 COP/m³
- 1 semana: 121.876 COP/m³
- 1 mes: 97.307 COP/m³

Esto confirma que la interrupción del servicio genera un perjuicio económico percibido entre 30 y 70 veces mayor que el costo habitual del gas, lo que refleja la alta dependencia del energético para las actividades domésticas.

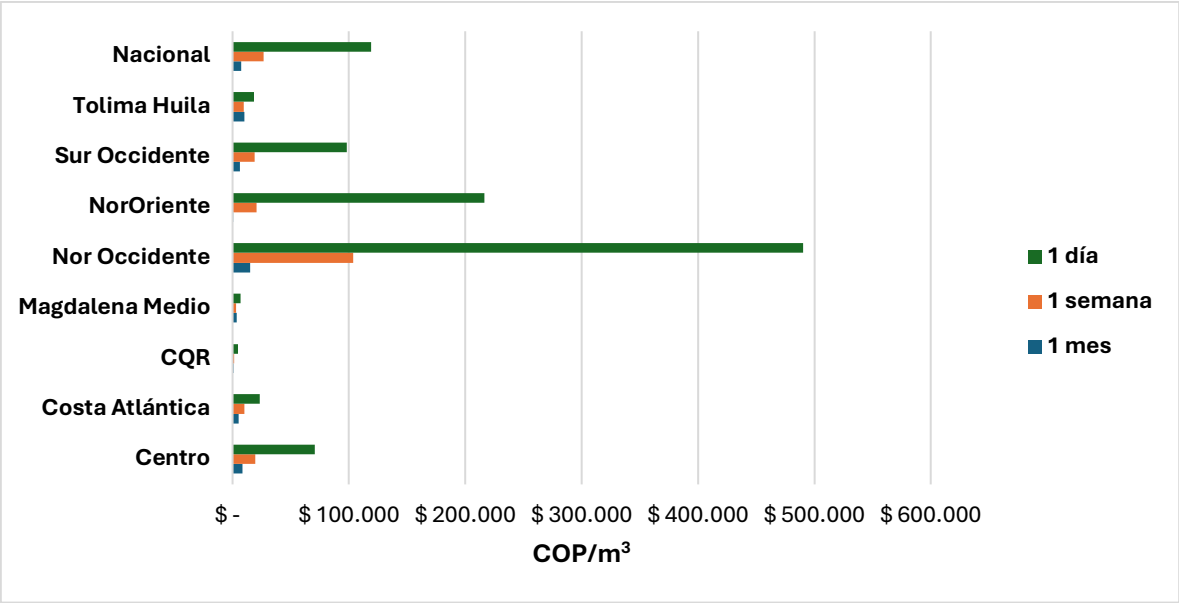


Figura 8. Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR) por Región y Horizonte Temporal (COP/m³)

Los resultados muestran una heterogeneidad considerable entre regiones, evidenciando diferencias en consumo, equipamiento a gas, sustitutos disponibles y hábitos energéticos:

- Nor Occidente presenta los valores más altos del país (430.522 COP/m³ en 1 día; 193.148 en 1 semana; 79.558 en 1 mes), indicando alta dependencia del gas y baja resiliencia energética.
- Nor Oriente también reporta niveles elevados (269.747; 322.597; 227.191), destacándose por el CPR más alto en periodos largos.
- Tolima–Huila muestra valores igualmente elevados (215.763 COP/m³ en los tres escenarios), reflejando un patrón de uso intensivo del gas.
- Centro exhibe valores intermedios pero significativos (223.870; 91.518; 98.519), consistentes con su alto nivel de equipamiento a gas.
- Costa Atlántica presenta CPR moderado y estable (115.806; 120.752; 96.761), lo que sugiere hábitos de uso menos intensivos o mayor flexibilidad energética.
- Sur Occidente (61.378; 52.013; 31.786) y CQR (53.272; 14.181; 9.090) muestran los valores más bajos, indicando mayor disponibilidad de sustitutos o menor dependencia funcional del gas.
- Magdalena Medio presenta niveles bajos en los primeros dos escenarios (28.624; 24.535), aunque aumenta en el escenario mensual (43.652), lo cual sugiere afectaciones crecientes en periodos prolongados.

En conjunto, todas las regiones muestran que el gas natural es un insumo crítico, aunque con distinta magnitud del perjuicio percibido. En la mayoría de las regiones, el perjuicio por m^3 es mayor en interrupciones cortas (1 día) y disminuye en horizontes semanales o mensuales. Este comportamiento puede explicarse por:

- Ajuste progresivo de los hogares: con más tiempo, los usuarios pueden reorganizar actividades, racionar el consumo residual o implementar sustitutos temporales.
- Efecto psicológico de adaptación: las afectaciones inmediatas suelen percibirse como más disruptivas que las prolongadas.
- Distribución del perjuicio en el tiempo: el impacto económico total puede ser alto, pero al normalizarlo por consumo, el valor unitario disminuye.

Regiones como Nor Oriente, Nor Occidente y Tolima–Huila mantienen valores altos incluso a largo plazo, lo que señala menor capacidad de adaptación. En contraste, CQR, Sur Occidente y Magdalena Medio muestran una reducción marcada del CPR, reflejando mejor resiliencia energética.

Implicaciones del CPR para el análisis del racionamiento

El CPR constituye un insumo clave para:

- Priorizar regiones con mayor vulnerabilidad económica ante interrupciones.
- Evaluar la elasticidad del perjuicio según la duración del racionamiento.
- Identificar territorios donde se requiere fortalecer la oferta de sustitutos o estrategias de mitigación.
- Integrar estas percepciones en el diseño de compensaciones, alertas tempranas y planificación del servicio.

8.7 Disponibilidad a pagar

La disposición a pagar (DP) para evitar un racionamiento constituye un indicador clave de la valoración que los hogares otorgan a la continuidad del servicio de gas natural. Su magnitud está directamente influenciada por la estructura de consumo y la relevancia funcional del gas en cada región. Dado que la mayoría de los hogares utiliza el gas para cocción, una actividad de baja intensidad energética, los niveles de DP tienden a ser reducidos en gran parte del país. No obstante, allí donde el gas cumple funciones adicionales (como calentar agua), la afectación ante una interrupción es mayor y, en consecuencia, la DP se incrementa.

Tabla 10. Disposición a pagar (DP) por región y duración (COP/m³)

Región	Tarifa Encuesta	1 día	1 semana	1 mes
Centro	2686	$ 22.850	$ 6.708	$ 3.160
Costa Atlántica	2616	$ 45.496	$ 8.044	$ 2.654
CQR	5561	$ 2.079	$ 990	$ 462
Magdalena Medio	3251	$ -	$ -	$ -
Nor Occidente	3169	$ -	$ -	$ -
NorOriente	2638	$ -	$ -	$ 36
Sur Occidente	3270	$ 233.014	$ 31.802	$ 7.421
Tolima Huila	2418	$ -	$ -	$ -
Nacional	2952	**$ 37.529**	**$ 6.011**	**$ 1.787**

En términos territoriales, la región de Sur Occidente se destaca ampliamente con la DP más alta a nivel nacional: 233.014 COP/m³ para 1 día, 31.802 COP/m³ para 1 semana y 7.421 COP/m³ para 1 mes. Este comportamiento está alineado con su mayor diversidad de equipos a gas y un consumo promedio más elevado, lo cual incrementa su dependencia energética y explica su alta sensibilidad ante un evento de racionamiento. En regiones como Centro y Costa Atlántica, donde existen aplicaciones complementarias como calentadores de agua, también se observan DP superiores al promedio para el escenario de 1 día, evidenciando una mayor afectación inmediata frente a interrupciones de corta duración.

Por el contrario, en regiones donde el gas se utiliza casi exclusivamente para cocinar —Magdalena Medio, Tolima–Huila, Nor Occidente y Nor Oriente— la DP es prácticamente nula en la mayoría de los periodos. En estos territorios, la baja intensidad de uso y la limitada presencia de equipos adicionales disminuyen la valorización marginal del servicio, lo que se ve reflejado en DP insignificantes o cercanas a cero.
Comportamiento temporal de la DP

A nivel nacional, la DP presenta una **disminución sistemática** a medida que aumenta la duración del racionamiento:

- 37.529 COP/m³ para 1 día,
- 6.011 COP/m³ para 1 semana,
- 1.787 COP/m³ para 1 mes,

Esta tendencia revela que los hogares **valoran más la continuidad del servicio frente a interrupciones inesperadas y de corta duración**, donde existe poca capacidad de reacción o sustitución inmediata. En cambio, ante horizontes más largos, los usuarios anticipan mecanismos de adaptación —como reorganización de actividades, uso de electricidad u otros sustitutos— reduciendo el monto máximo que estarían dispuestos a pagar.

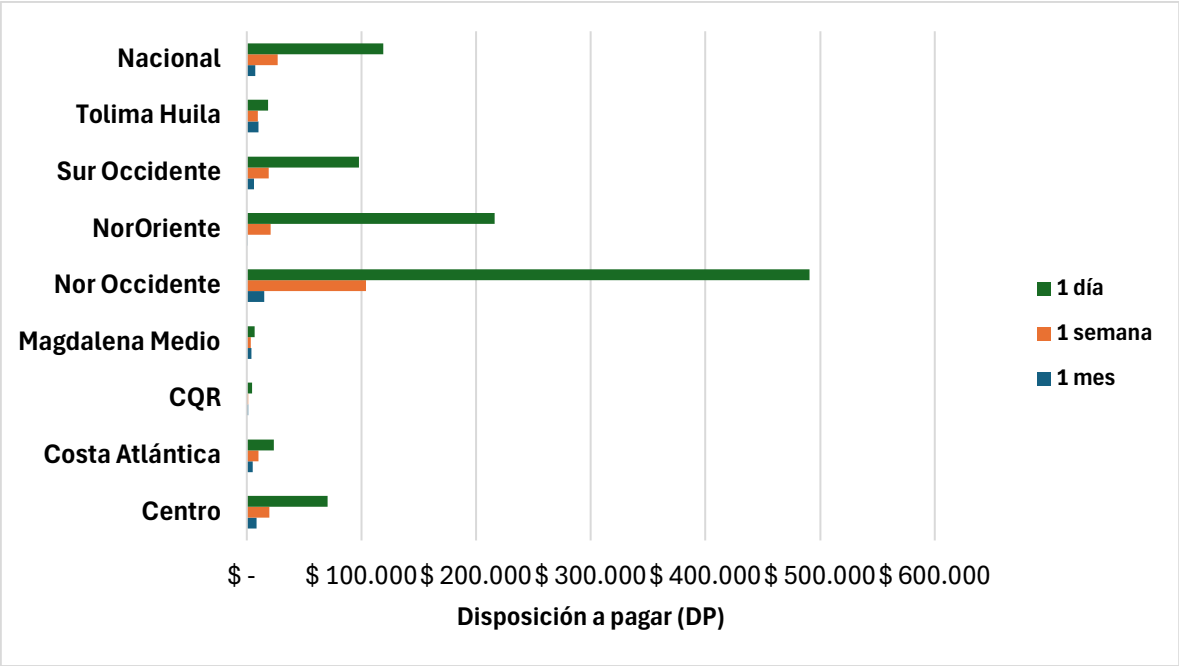


Figura 9. Costo por Disposición a pagar (DP) por Región y Horizonte Temporal (COP/m³)

8.7.1 Observaciones e inferencias clave de la segmentación temporal

1. La DP disminuye no porque el perjuicio se reduzca, sino porque la capacidad de ajuste del hogar aumenta con el tiempo (mayor planificación, sustitución, redistribución de actividades domésticas).
2. Las interrupciones cortas son percibidas como más críticas, especialmente en regiones con mayor consumo o más aplicaciones a gas.
3. La estructura del consumo regional condiciona la DP, y regiones con consumos diversificados presentan mayor sensibilidad ante racionamientos breves pero se adaptan mejor a horizontes más largos.
4. La DP es un indicador más reactivo que el CPR: captura la urgencia y la respuesta inmediata del hogar, más que la valoración total del perjuicio económico.
5. La convergencia de valores a largo plazo (1 mes) sugiere que, independientemente de la región, la mayoría de los hogares considera que, con el tiempo suficiente, puede gestionar alternativas para reducir su afectación.

En síntesis, la DP refleja la interacción entre dependencia energética, capacidad de adaptación y estructura de consumo. Esta información es fundamental para priorizar intervenciones diferenciadas por región y para comprender cómo responden los hogares ante racionamientos de distinta duración en el sector residencial.

8.8 Disposición a ser Compensado (DC)

La disposición a ser compensado (DC) representa el valor mínimo que los hogares requieren recibir para aceptar un racionamiento del servicio de gas natural. A diferencia de la DP —que captura la urgencia por evitar la interrupción— la DC expresa la valoración económica del perjuicio percibido, y por tanto tiende a ser mayor y con una variabilidad regional más marcada. Los resultados ponderados presentados en la tabla muestran que la DC está fuertemente influenciada por los patrones de consumo, la diversidad de equipos a gas presentes en el hogar y la capacidad de sustitución energética disponible en cada territorio.

Tabla 11. Disposición a ser compensado (DC) por Región y Horizonte Temporal (COP/m³)

Región	Tarifa Encuesta	1 día	1 semana	1 mes
Centro	2686	$ 70.645	$ 19.406	$ 8.492
Costa Atlántica/Interior	2616	$ 23.526	$ 10.176	$ 4.970
CQR	5561	$ 4.794	$ 1.149	$ 1.084
Magdalena Medio	3251	$ 6.870	$ 3.271	$ 3.817
Nor Occidente	3169	$ 490.590	$ 103.929	$ 15.223
NorOriente	2638	$ 216.339	$ 20.779	$ 361
Sur Occidente	3270	$ 98.078	$ 18.977	$ 6.392
Tolima Huila	2418	$ 18.488	$ 9.792	$ 10.153
Nacional	2952	$ 116.474	$ 23.805	$ 6.447

En las regiones con usos más diversos del gas natural, como Sur Occidente, Centro y Costa Atlántica, se observan niveles moderados de DC, especialmente en interrupciones de 1 día. Por ejemplo, Sur Occidente registra 98.078 COP/m³, mientras que Centro alcanza 70.645 COP/m³ para el mismo horizonte. Esta magnitud es consistente con hogares que dependen del gas para más actividades que la cocción, lo que incrementa el perjuicio percibido ante una interrupción.

Sin embargo, las diferencias más notorias aparecen en regiones donde el consumo energético muestra alta sensibilidad ante la interrupción. El caso más extremo es Nor Occidente, con una DC de 490.590 COP/m³ para 1 día, valor muy superior al resto del país. Este comportamiento puede estar asociado a factores como mayor intensidad de uso, percepciones más estrictas sobre la necesidad de compensación o menor presencia de sustitutos energéticos

inmediatos. Un patrón similar, aunque de menor magnitud, se observa en Nor Oriente, con una DC de 216.339 COP/m³.
En contraste, regiones con consumo más básico o concentrado exclusivamente en la cocción —como CQR, Magdalena Medio y Tolima–Huila— presentan niveles de DC mucho menores y relativamente estables entre horizontes temporales. En estos territorios, el impacto económico percibido del racionamiento es más acotado debido a la baja intensidad energética de los usos residenciales del gas.
A nivel nacional, la DC muestra una reducción progresiva a medida que aumenta la duración del racionamiento:

- 116.474 COP/m³ para 1 día,
- 23.805 COP/m³ para 1 semana,
- 6.447 COP/m³ para 1 mes.

Esta disminución temporal sugiere que, si bien la afectación inicial es percibida como significativa —reflejando el carácter disruptivo de un corte repentino— los hogares consideran que, con el paso del tiempo, pueden implementar mecanismos de adaptación, reorganización de actividades o sustitución parcial del uso del gas. Esto reduce el monto mínimo de compensación exigido para aceptar la interrupción.

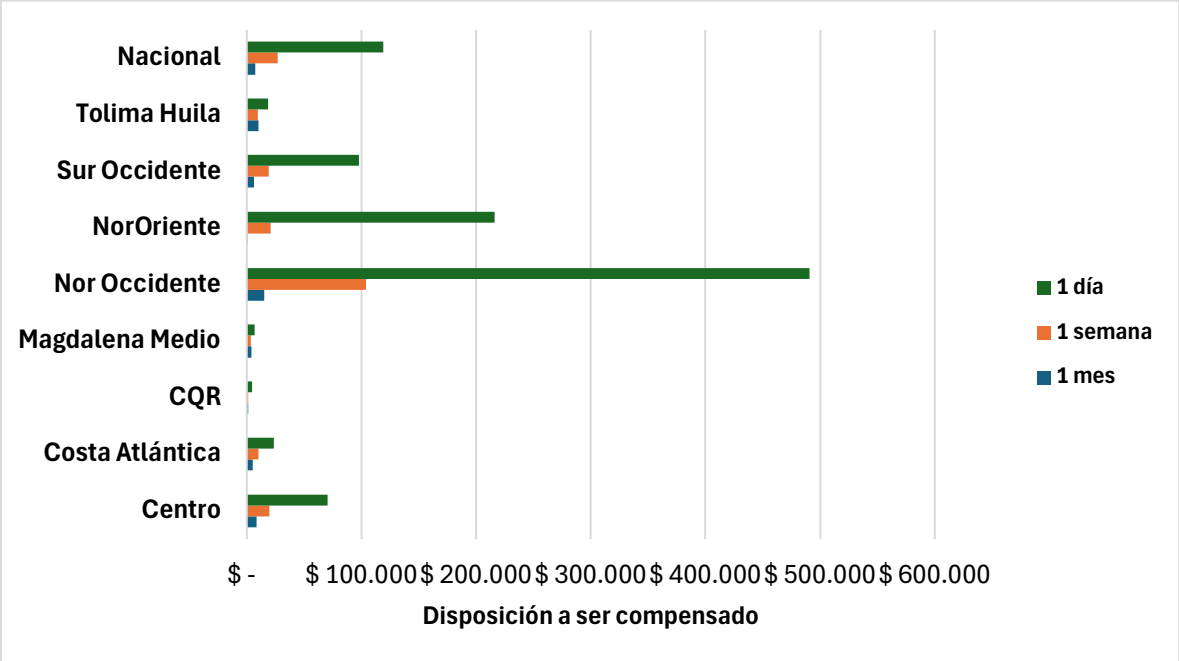


Figura 10. Costo por Disposición a ser compensado (DC) por Región y Horizonte Temporal (COP/m³)

8.8.1 Observaciones clave

1. **Las regiones con mayor dependencia funcional del gas natural requieren compensaciones más altas**, especialmente frente a cortes inesperados.
2. **Nor Occidente y Nor Oriente destacan por su alta sensibilidad económica**, revelando condiciones específicas de consumo, sustitución o expectativas del servicio.
3. **Las regiones con uso limitado del gas muestran DC bajas y más estables**, coherentes con su bajo consumo y menor impacto percibido del racionamiento.
4. **La DC decrece con la duración del evento**, indicando que la compensación exigida se ajusta a la capacidad de adaptación del hogar y no únicamente al perjuicio inicial.
5. El comportamiento conjunto de DP y DC confirma que **las interrupciones cortas generan el mayor nivel de disrupción económica y emocional**, mientras que interrupciones largas activan mecanismos compensatorios que reducen la necesidad de resarcimiento.

En síntesis, la DC es un indicador crítico para entender la **sensibilidad económica del sector residencial** y aporta información esencial para el diseño de esquemas de compensación diferenciados por región y tipo de evento de racionamiento.

8.9 Comparación CPR, DP y DC

El análisis comparativo entre el Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR), la Disposición a Pagar (DP) y la Disposición a ser Compensado (DC) permite comprender de manera integral cómo los hogares valoran la continuidad del servicio de gas natural y cuál es su sensibilidad económica frente a diferentes escenarios de racionamiento. Mientras el CPR cuantifica el perjuicio económico declarado, la DP y la DC —estimadas mediante valoración contingente— reflejan la respuesta económica ante la posibilidad de evitar o aceptar la interrupción. Este enfoque tridimensional es fundamental para interpretar la percepción del servicio, la vulnerabilidad regional y los mecanismos de adaptación de los hogares.

8.9.1 Diferencias en magnitud: CPR > DC > DP

De manera consistente en todas las regiones, los resultados muestran que el CPR es el valor más alto, seguido de la DC, mientras que la DP es la más baja. Este patrón indica que:

- Los hogares reconocen un perjuicio económico significativo en un racionamiento.
- Exigirían una compensación inferior a ese perjuicio para aceptarlo, pero aun así de magnitud importante.

- Están dispuestos a pagar muy poco para evitarlo, lo que sugiere limitaciones presupuestales, presencia de sustitutos o una valoración moderada del servicio para la mayoría de los usos residenciales.

Esta relación no solo evidencia una racionalidad económica esperada, sino que también revela brechas entre la afectación percibida y la capacidad real de pago.

8.9.2 Contrastes regionales y sensibilidad diferenciada

El comparativo confirma que los tres indicadores están estrechamente vinculados a la estructura de consumo y la diversidad de usos del gas natural en cada región:

- Regiones de mayor sensibilidad, como Nor Occidente, Nor Oriente, Centro y Sur Occidente, presentan los CPR y DC más altos. En ellas, la dependencia energética del gas es mayor o existen limitaciones de sustitución.
- Regiones de menor sensibilidad, como CQR, Magdalena Medio y Tolima–Huila, exhiben CPR bajos y valores reducidos en DP y DC, consistentes con un consumo focalizado en cocción y baja intensidad energética.

Este comportamiento evidencia que la variabilidad regional no es aleatoria, sino que responde a patrones de uso, infraestructura doméstica y disponibilidad de sustitutos.

Evolución temporal: mayor impacto en eventos cortos

Un hallazgo transversal a los tres indicadores es la reducción sistemática de los valores a medida que el horizonte temporal del racionamiento se amplía:

- Para 1 día, se observan los valores más altos de CPR, DP y DC.
- Para 1 semana, los indicadores disminuyen, reflejando un ajuste gradual a la contingencia.
- Para 1 mes, los valores convergen a niveles más bajos y menos dispersos entre regiones.

Esta dinámica sugiere que los hogares perciben un mayor impacto económico en interrupciones inesperadas y de corta duración, mientras que en escenarios prolongados anticipan mayores posibilidades de adaptación (uso de electricidad, reorganización de actividades, cambios temporales en hábitos de consumo). En consecuencia, tanto la disposición a pagar como la compensación requerida disminuyen a medida que aumenta la duración del evento.

8.9.3 Implicaciones clave del análisis comparado

1. **Los racionamientos cortos generan la mayor disrupción económica y social**, dada la limitada capacidad de reacción inmediata.

2. **Las diferencias regionales deben considerarse en esquemas de compensación y comunicación**, priorizando territorios con alta sensibilidad como Nor Occidente y Nor Oriente.
3. **La baja DP nacional sugiere restricciones presupuestales y disponibilidad de sustitutos**, más que baja valoración del servicio.
4. **La DC elevada en regiones específicas** refleja expectativas de calidad del servicio y baja tolerancia a interrupciones.
5. La convergencia temporal indica que **la planificación y adaptación reducen la afectación marginal**, lo que es relevante para modelar escenarios prolongados de racionamiento.

El análisis integrado CPR–DP–DC revela que la percepción del racionamiento en el sector residencial está determinada por una combinación de factores económicos, patrones de consumo y capacidad de adaptación.

Finalmente, con el propósito de facilitar la comparación internacional y permitir la integración de los resultados en análisis económicos expresados en unidades energéticas estandarizadas, las tablas fueron convertidas de COP/m³ a USD/MBTU. Para esta transformación se empleó la media de la Tasa Representativa del Mercado (TRM) correspondiente al mes de octubre de 2025, obtenida de la plataforma oficial de datos abiertos del Gobierno de Colombia (https://www.datos.gov.co), lo que garantiza consistencia y trazabilidad en el valor utilizado. Asimismo, se aplicó el factor energético correspondiente a la equivalencia del gas natural, donde 1 m³ equivale a 0,0355 MBTU, permitiendo expresar las variables estimadas —Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR), Disposición a Pagar (DP) y Disposición a ser Compensado (DC)— en términos de costo por unidad energética.

Tabla 12. Resultados Regionales de CPR, Disposición a Pagar y Disposición a ser Compensado (COP/m³)

Región	Tarifa Encuesta	CPR	DP	DC
1 Día				
Centro	2686	223870	22850	70645
NorOriente	2616	269747	0	216339
Tolima Huila	5561	215763	0	18488
Sur Occidente	3251	61378	233014	98078
Costa Atlántica	3169	115806	45496	23526
Magdalena Medio	2638	28624	0	6870
CQR	3270	53272	2079	4794
Nor Occidente	2418	430522	0	490590
Nacional	2952	205287	34324	118939
1 Semana				
Centro	2686	91518	6708	19406
NorOriente	2616	322597	0	20779
Tolima Huila	5561	215763	0	9792
Sur Occidente	3251	52013	31802	18977
Costa Atlántica	3169	120752	8044	10176
Magdalena Medio	2638	24535	0	3271
CQR	3270	14181	990	1149
Nor Occidente	2418	193148	0	103929
Nacional	2952	121876	6557	26768
1 Mes				
Centro	2686	98519	3160	8492
NorOriente	2616	227191	36	361
Tolima Huila	5561	208522	0	10153
Sur Occidente	3251	31786	7421	6392
Costa Atlántica	3169	96761	2654	4970
Magdalena Medio	2638	43652	0	3817
CQR	3270	9090	462	1084
Nor Occidente	2418	79558	0	15223
Nacional	2952	97307	2351	7529

Tabla 13. Resultados Regionales de CPR, Disposición a Pagar y Disposición a ser Compensado (USD/MBTU)

Región	Tarifa Encuesta (USD/MBTU)	Costo Perjuicio (USD/MBTU)	DP (USD/MBTU)	DC (USD/MBTU)
1 Día				
Centro	19,5	1624,7	165,8	512,7
NorOriente	19,0	1957,7	0,0	1570,1
Tolima Huila	40,4	1565,9	0,0	134,2
Sur Occidente	23,6	445,4	1691,1	711,8
Costa Atlántica	23,0	840,4	330,2	170,7
Magdalena Medio	19,1	207,7	0,0	49,9
CQR	23,7	386,6	15,1	34,8
Nor Occidente	17,5	3124,5	0,0	3560,4
Nacional	21,4	1489,8	249,1	863,2
1 Semana				
Centro	19,5	664,2	48,7	140,8
NorOriente	19,0	2341,2	0,0	150,8
Tolima Huila	40,4	1565,9	0,0	71,1
Sur Occidente	23,6	377,5	230,8	137,7
Costa Atlántica	23,0	876,3	58,4	73,9
Magdalena Medio	19,1	178,1	0,0	23,7
CQR	23,7	102,9	7,2	8,3
Nor Occidente	17,5	1401,7	0,0	754,2
Nacional	21,4	884,5	48	194
1 Mes				
Centro	19,5	715,0	22,9	61,6
NorOriente	19,0	1648,8	0,3	2,6
Tolima Huila	40,4	1513,3	0,0	73,7
Sur Occidente	23,6	230,7	53,9	46,4
Costa Atlántica	23,0	702,2	19,3	36,1
Magdalena Medio	19,1	316,8	0,0	27,7
CQR	23,7	66,0	3,4	7,9
Nor Occidente	17,5	577,4	0,0	110,5
Nacional	21,4	706,2	17,1	54,6

9 Avance encuestas no residenciales

9.1 Objetivo de la sección

Presentar resultados parciales, a partir de la información hasta ahora obtenida en encuestas realizadas. Esta sección avanzará en nuevas versiones del producto.

9.2 Descripción hasta ahora de pilotos realizados en No Residencial.

Tiene por objetivo validar en campo la claridad del instrumento, la calidad de las respuestas y la factibilidad de estimar costos de racionamiento por sector/proceso, a partir de dos pilotos realizados en Costa Atlántica:

- Corpoaceros S.A.S. (industria metalmecánica, Barranquilla).
- Comercializadora Ecofort S.A.S. (industria de tableros y láminas melamínicas, Malambo).

9.3 Empresas y contexto operativo

Corpoaceros S.A.S.

- Actividad: fabricación de productos metálicos (galvanizado, decapado y laminación).
- Suministro: Gases del Caribe (comercializador y distribuidor); transporte: Promigas.
- Consumo térmico: 3 calderas (~200 BHP) con referencia de consumo de 665 MBTU/día.
- Sustitutos: pruebas con gas sintético/aire propanado (≈ 18 USD/MBTU).
- Inventario: capacidad de stock ~15 días de producto galvanizado.
- Costos adicionales: se reporta importación de producto galvanizado (~45 t) y alquiler de bodegas para almacenamiento.

Comercializadora Ecofort (Malambo):

- Actividad: producción de tableros y láminas melamínicas.
- Suministro: Gases del Caribe.
- Tarifa autodeclarada: total 2.750 COP/m³ (G 1.785; T 421; D 761).
- Gasto mensual: 25–28 millones COP.
- Indicador de uso: 0,4 m³ de gas por lámina.
- Rearranque: 2 h promedio tras corte.

9.4 Hallazgos clave del piloto

3.1. Perfil de consumo y criticidad

- Procesos críticos: galvanizado (Corpoaceros) y calentamiento con aceite térmico (Ecofort).
- Elasticidad operativa: Ecofort puede retomar operación en ~2 h, mientras que Corpoaceros depende del flujo térmico y del stock disponible.

3.2. Estructura tarifaria y gasto

- Ecofort aportó desglose tarifario y gasto mensual útil para calibrar los módulos del instrumento.

- Corpoaceros no entregó detalle tarifario en COP/m³, pero sí valor de sustituto (~18 USD/MBTU) y gasto mensual autodeclarado (~1.113 millones COP, septiembre).

3.3. Sustitutos y límites

- Corpoaceros: gas sintético/aire propanado en pruebas; opción de importar producto galvanizado como estrategia ante racionamiento.

- Ecofort: operación con aceite térmico; pérdidas de 4–5 láminas/día por defectos térmicos.

3.4. Impactos y perjuicios

- Corpoaceros: perjuicios por calidad, lucro cesante y costos logísticos asociados a importación de producto (~45 t) y alquiler de bodegas, que permiten estimar impactos indirectos.

- Ecofort: perjuicios por defectos térmicos y mermas menores, detención de línea de producción en caso de ausencia de servicio de gas natural.

4.3. Fluidez y estructura del formulario

El formato aplicado de manera conversacional evidenció la necesidad de mejorar la secuencia lógica del cuestionario. Algunas preguntas fueron respondidas fuera de orden, generando duplicidad o pérdida de contexto. En caso de uso de aplicativo, consultar si aplicativo debe permitir avanzar o retroceder libremente sin borrar datos, y disponer de validaciones internas de consistencia.

Estos asuntos son caso de ajuste de formularios, cuyos resultados se presentarán en las nuevas versiones de este producto.

9.5 Elementos finales de pilotos realizados

Los pilotos realizados en Corpoaceros S.A.S. y Ecofort S.A.S. permitieron validar la funcionalidad y pertinencia del instrumento de encuesta, identificando ajustes clave para fortalecer su aplicación a nivel nacional.

Las pruebas de campo confirmaron que el formulario es técnicamente sólido, pero requiere optimizar su fluidez, validación de datos y captura de información sobre sustitutos, perjuicios y valoración económica. Asimismo, se evidenció la importancia de una planificación logística previa, la participación de personal financiero y técnico de las empresas, y la capacitación integral de encuestadores para garantizar la calidad y consistencia de los datos.

Con base en estas lecciones, se consolida una versión mejorada del instrumento con validaciones automáticas, estructura flexible y campos estandarizados, asegurando su aplicabilidad en los diferentes sectores y regiones del país.

El próximo reporte de resultados, en nuevas versiones de este producto, se hará a partir del nuevo formulario que contiene los cambios derivados de la aplicación de estos dos pilotos para el segmento no residencial.

10 Aproximación alterna, modelo econométrico

10.1 Objetivo de la sección

Definición metodología 6. Revisar y actualizar las estimaciones de costo de racionamiento disponibles en la UPME, tanto las realizadas desde estudios basados en información primaria como con información secundaria. Conceptualizar sobre sus limitaciones y sobre su actual representatividad. (Parte 2. Actualizar las estimaciones de modelo de costo de racionamiento a partir de la metodología utilizada en el documento de trabajo de UPME (2024): "Estimación de costos de racionamiento de energía eléctrica y gas natural")

En esta sección se aplica la metodología y la estimación del costo de racionamiento de gas empleando información secundaria. Para ello, se utiliza como fuente de información la que se encuentra en el Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, información del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) y otras fuentes de información que se encuentran disponibles a los usuarios en general (i.e portales de noticias, portales con normatividad del sector, etc.).

10.2 Costo de racionamiento y elasticidad

Para proceder a la estimación del costo de racionamiento, es indispensable recordar que se parte de un modelo teórico (descrito en el producto 3 del presente proyecto), que ha sido referenciado en investigaciones anteriores (UPME (2024) y Quantil (2021)) y que se sustenta en la teoría microeconómica de excedente del consumidor. Del desarrollo conceptual presentado en los productos 2 y 3, el costo de racionamiento es:

$$CMR = P_0 + CMI \tag{1}$$

Donde el costo medio de racionamiento (CMR) es igual a la tarifa pagada actualmente (P_0) más el costo medio de interrupción que al final es la disponibilidad a pagar adicional por parte del usuario para conservar el servicio de gas (CMI). Se recuerda también que el costo medio de interrupción se estima como:

$$CMI = -\frac{[\delta + (1-\delta)\ln(1-\delta)]}{\delta\alpha} \tag{2}$$

Donde $\delta \in (0,1)$ es el porcentaje de gas racionado con respecto a las cantidades iniciales (que se asume exógeno en el modelo, dado que es definido por el regulador del mercado). Es

importante señalar que el costo de interrupción en este caso no depende ni del precio ni de las cantidades. Por su parte, α se define como la semi-elasticidad precio de la demanda del mercado:

$$\alpha = \frac{\frac{\Delta \mathrm{Q}}{\Delta P}}{Q} = \frac{\Delta \mathrm{Q}}{(\Delta P)Q} \tag{3}$$

Con lo cual, la elasticidad precio de la demanda del mercado de gas natural ε es:

$$\varepsilon = \alpha P \tag{4}$$

Partiendo de que la función de demanda es:

$$Q = Ke^{\alpha P} \tag{5}$$

Donde K es una constante y P es el precio de mercado y Q es la cantidad de mercado. Se entiende que en el caso de la función de demanda se espera que $\alpha < 0$. Con lo anterior, las cantidades racionadas Q^R son:

$$Q^R = \delta \mathrm{Q} = \delta K e^{\alpha P} \tag{6}$$

En ese sentido, en esta sección, se realizan estimaciones con el fin de obtener el parámetro α, para con ello calcular el CMI y el CMR empleando las ecuaciones señaladas anteriormente.

Para la obtención del parámetro α por medio de ***estimación econométrica***, se parte de la función de demanda que aparece en la ecuación (5) y tomando logaritmo natural se tiene:

$$\ln(Q) = \ln(K) + \alpha P \tag{7}$$

Esta expresión se puede poner en forma econométrica para observaciones en el tiempo t:

$$\ln(Q)_t = \beta_0 + \alpha P_t + e_t \tag{8}$$

Donde $\beta_0 = \ln(K)$ y e_t es el término de error del modelo. En esta representación Q_t corresponde a las cantidades consumidas de gas y P_t al precio o tarifa de gas. Se tienen observaciones mensuales desde enero del año 2005 hasta agosto de 2025. Para tener una mejor estimación del parámetro se emplean las variables de control ISE_t que es el índice de seguimiento a la actividad económica del DANE, una variable binaria denominada Covid_t que toma el valor de 1 entre marzo de 2020 y junio del 2022 periodo en el cual se presentó el COVID y una variable denominada R_t que toma el valor de 1 cuando se registra un evento relacionado con racionamiento de gas conforme producto 2 del presente proyecto.

Dado que las variables principales, que son las cantidades consumidas Q y la tarifa de mercado P son variables de series de tiempo, deben ser sometidas a la prueba de raíz unitaria para determinar su grado de integración (definir en qué nivel de diferenciación es estacionaria). Frente a los datos obtenidos por medio de la plataforma SUI, se realiza un suavizamiento de su serie con un promedio móvil mensual de orden 12, esto es, MA(12) tanto para los precios del gas como para las cantidades demandadas. Esto permite realizar suavizaciones de las series de tiempo y corregir, en la medida de lo posible, la presencia de datos atípicos que, por lo general, se observan en bases de datos procedentes de autorreportes.

10.3 Resultados del modelo econométrico para país y usuarios residenciales.

La metodología explicada se aplica al conjunto de información de usuarios residenciales, para el total nacional y por regiones. Lo primero es mencionar la evolución de las variables principales de este estudio: el consumo de gas, medido en metros cúbicos; la tarifa, expresada en pesos colombianos por metro cúbico; y el número de usuarios. Para ello, se presentan la los resultados de estas variables por décadas, en su promedio y desviación estándar, y a cómo han evolucionado en escala logarítmica.

Al observar los resultados, se obtiene que el consumo aumenta en cada periodo, con menor variabilidad relativa en la última década. El número de usuarios crece de forma sostenida, con más de 10 millones en 2025. La tarifa: Se dispara en 2015–2024, con una media tres veces superior a la de la década anterior y alta dispersión. Igualmente, si bien las desviaciones estándar no tienen variaciones significativas entre una década y otra, si ocurre esto con el precio o tarifa de mercado, la cual para los usuarios residenciales muestra entonces más dispersión en décadas recientes.

Tabla 14. Estadísticas descriptivas por década del total residencial nacional.

Periodo	Consumo (m³) Media	Consumo (m³) Desv. Estándar	Usuarios Media	Usuarios Desv. Estándar	Tarifa (COP/m³) Media	Tarifa (COP/m³) Desv. Estándar
2005–2014	95.449.065,64	11.966.690,77	5.218.892,73	1.049.627,08	802,01	154,22
2015–2024	122.865.845,99	9.999.916,05	9.044.270,32	997.349,88	2.473,54	1.114,42
2025 (parcial)	127.656.999,99	10.465.344,41	10.420.322,02	738.866,75	1.431,45	143,45

Fuente: elaboración propia.

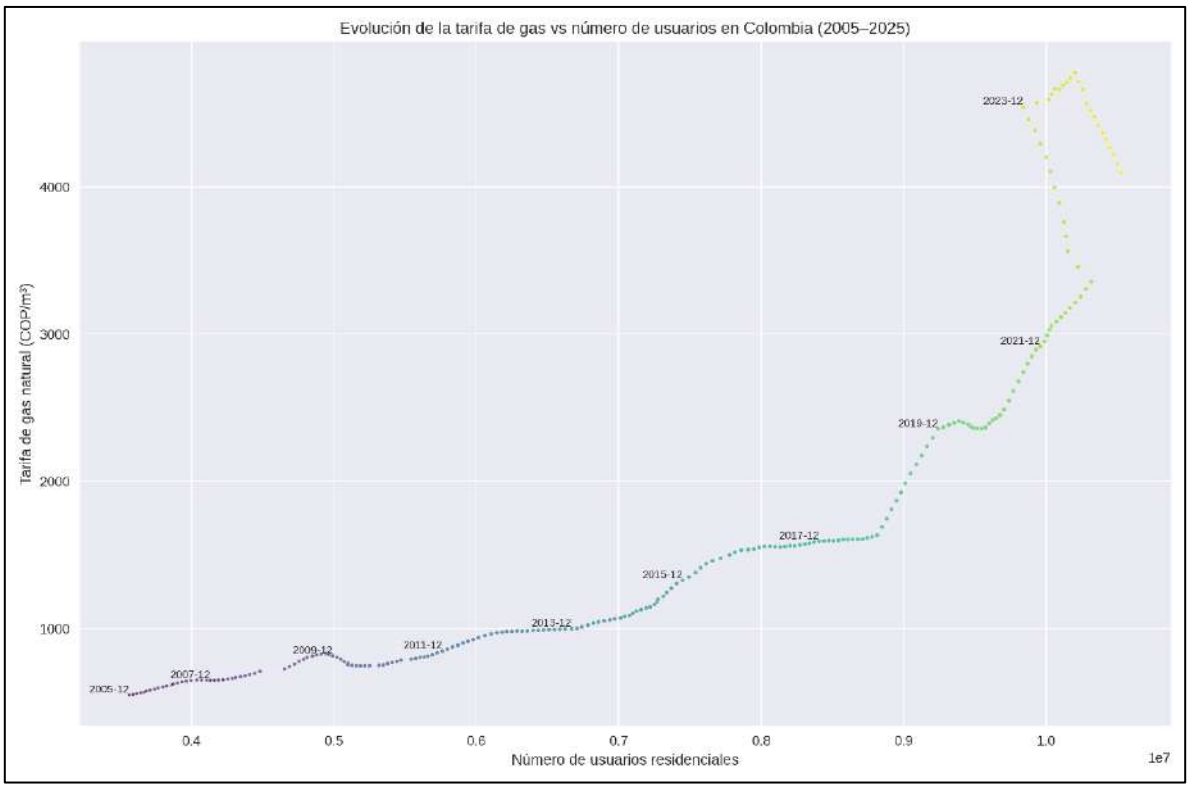


Figura 11. Usuarios y tarifa residencial. Fuente: elaboración propia. Usuarios expresados en millones.

Lo mencionado anteriormente sobre la tarifa se observa en la figura. A medida que el número de usuarios aumenta, la tarifa también tiende a subir, aunque no de forma estrictamente lineal. El consumo (tamaño del punto) crece con el tiempo, lo que indica una expansión del mercado residencial. En los últimos años (2020–2025), se observa una aceleración de las tarifas, a pesar de un crecimiento moderado de los usuarios.

En términos generales, durante los primeros años (2005–2014), el número de usuarios creció de aproximadamente 3.5 millones a más de 7 millones, acompañado por un aumento sostenido en el consumo total. Las tarifas en este periodo se mantuvieron relativamente estables, con incrementos moderados que reflejan ajustes regulatorios y costos operativos. A partir de 2015, se observa una aceleración significativa en las tarifas, que pasaron de valores cercanos a 1.100 COP/m³ a más de 4.000 COP/m³ en 2025. Este incremento supera ampliamente el ritmo de crecimiento de usuarios y consumo, lo que sugiere presiones tarifarias derivadas de factores externos, como la inflación energética, cambios en la estructura de costos o ajustes normativos.

El consumo total también muestra una tendencia creciente, aunque con menor variabilidad relativa que la de las tarifas. Esto indica una expansión sostenida del servicio, pero con una

demanda más estable por hogar. El número de usuarios continúa creciendo hasta superar los 10 millones en 2025, lo que refleja una ampliación de la cobertura residencial.

En conjunto, los datos permiten identificar tres fases: una etapa de expansión moderada (2005–2014), una fase de aceleración tarifaria (2015–2024), y un periodo reciente con señales de estabilización en consumo y cobertura, pero con tarifas elevadas. Este comportamiento es clave para los estudios de eficiencia, de equidad tarifaria y de planificación energética.

Con respecto a los resultados econométricos, para el total de usuarios de gas natural, discriminados en regulados y no regulados, así como para cada uno de los usuarios residenciales por región y el total de ellos. En la tabla se presentan el coeficiente α estimado, su error estándar, el estadístico t correspondiente, los intervalos de confianza al 90% y la tarifa con la que posteriormente se obtienen el costo de racionamiento y la demanda. Esta tarifa corresponde, en general, a la última observación del promedio móvil de 12 meses en la base de datos.

Los resultados muestran que, al ajustar los modelos econométricos, se obtuvieron coeficientes con signo negativo y, así, valores acordes con el comportamiento de la demanda de cada caso. Sin embargo, es importante señalar que, en varios casos, el intervalo de confianza al 90% indica que existe la posibilidad de que el parámetro poblacional sea cero.

Tabla 15. Resultados de las estimaciones del modelo econométrico. Total, de usuarios, total de usuarios residenciales y residenciales por región.

Total	Coeficiente	Error estándar	Estadístico t	Limite inferior 90%	Limite superior 90%	Tarifa inicial (COP/M3)
Total de usuarios regulados	-0,000085960	0,00001814	-4,737240096	-0,000115810	-0,000056111	4908
Total de usuarios no regulados	-0,000011491	0,00000478	-2,403681824	-0,000019356	-0,000003627	6298
Residencial por regiones						
Centro	-0,000997631	0,00165843	-0,60154861	-0,003725761	0,001730499	4337
Costa atlántica	-0,001671538	0,00114499	-1,45987096	-0,003555046	0,000211971	10654
CQR	-0,004796585	0,00227781	-2,10577935	-0,008543597	-0,001049572	5175
Magdalena medio	-0,002135565	0,00063793	-3,34761201	-0,003184971	-0,001086159	7293
Nor occidente	-0,00183683	0,00131013	-1,4020201	-0,003991995	0,000318335	2959
Nor oriente	-0,000077854	0,00002661	-2,92570296	-0,000121629	-0,000034080	4588
Sur occidente	-0,004365171	0,00135619	-3,21868367	-0,006596115	-0,002134226	7551
Tolima Huila	-0,002911023	0,00292088	-0,99662281	-0,007715883	0,001893837	5500
Total residencial	-0,001752118	0,00096732	-1,81129879	-0,003343371	-0,000160865	4097

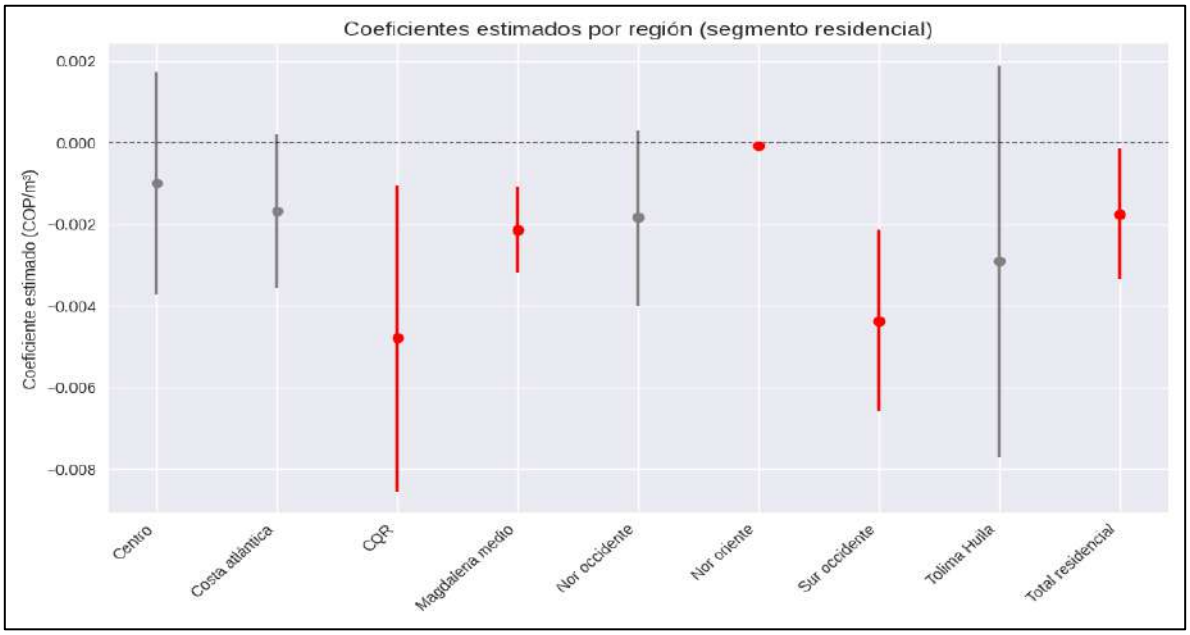


Figura 12. Coeficientes estimados por segmento total y por regiones residenciales. Fuente: elaboración propia.

A partir de estos resultados de las estimaciones, teniendo en cuenta los precios de referencia y considerando 5%, 10% y 20% de racionamiento de gas se obtienen los resultados de la demanda, el costo medio de interrupción (CMI), costo medio de racionamiento (CMR), las cantidades de gas natural que se racionan y las que serian demandadas para el total nacional, el total residencial y por regiones. Estos resultados se presentan en la siguiente tabla.

A partir de los datos se puede realizar un análisis de la relación entre la tarifa del gas natural y la demanda para distintos segmentos de usuarios y niveles de racionamiento ($\delta = 0.05, 0.1, 0.2$):

Al revisar la segmentación por tipo de usuario se encuentra que:

- Usuarios regulados:
    - Tarifa base: 4,908 COP/m3.
    - Demanda total: 189 millones de m3.
    - A medida que aumenta el nivel de racionamiento (δ), la cantidad racionada se incrementa (de 9.5 a 37.8 millones de m3), y el costo medio de racionamiento (CMR) se eleva de 5,204 a 6,158 COP/m3.
    - El costo medio de interrupción (CMI) también aumenta con δ, lo que refleja una mayor presión sobre la oferta disponible.

- Usuarios no regulados:
    - Tarifa base: 6,298 COP/m³.
    - Demanda total: 255 millones de m³.
    - Presentan una mayor disposición a pagar (CMR hasta 15,646 COP/m3 con δ = 20%), lo que indica menor elasticidad-precio y mayor prioridad en el suministro.
- Residencial por región
    - Las tarifas base varían significativamente entre regiones, desde 2,959 COP/m3 (Nor Occidente) hasta 10,654 COP/m3 (Costa Atlántica).
    - Las regiones con tarifas más altas tienden a tener menor demanda total (ej. CQR y Magdalena Medio), lo que puede reflejar costos logísticos, infraestructura limitada o menor eficiencia en la distribución.
    - En todas las regiones, el aumento de δ incrementa tanto el CMI como el CMR, y reduce la cantidad disponible, lo que evidencia la sensibilidad del sistema ante restricciones de oferta.

Tabla 16. Estimación del costo medio de racionamiento CMR. Total nacional, total residencial, residencia por regiones.

			Racionado		δ	5%	Racionado		δ	10%	Racionado		δ	20%
	Tarifa	Demanda	CMI	CMR	Q racionada	Q disponible	CMI	CMR	Q racionada	Q disponible	CMI	CMR	Q racionada	Q disponible
	COP/m3	m3	COP/m3	COP/m3	COP/m3	m3	COP/m3	COP/m3	COP/m3	m3	COP/m3	COP/m3	COP/m3	m3
Total														
Total de usuarios regulados	4908	189019997	296	5204	9451000	179568998	602	5510	18902000	170117998	1250	6158	37803999	151215998
Total de usuarios no regulados	6298	255407064	2213	8511	12770353	242636711	4504	10802	25540706	229866358	9348	15646	51081413	204325651
Residencial por regiones														
Centro	4337	49691522	25	4362	2484576	47206946	52	4389	4969152	44722370	108	4445	9938304	39753217
Costa atlántica	10654	25846862	15	10669	1292343	24554519	31	10685	2584686	23262175	64	10718	5169372	20677489
CQR	5175	8300020	5	5180	415001	7885019	11	5186	830002	7470018	22	5197	1660004	6640016
Magdalena medio	7293	3236349	12	7305	161817	3074532	24	7317	323635	2912714	50	7343	647270	2589079
Nor occidente	2959	15934867	14	2973	796743	15138124	28	2987	1593487	14341381	58	3017	3186973	12747894
Nor oriente	4588	9874422	327	4915	493721	9380701	665	5253	987442	8886980	1380	5968	1974884	7899538
Sur occidente	7551	12622000	6	7557	631100	11990900	12	7563	1262200	11359800	25	7576	2524400	10097600
Tolima Huila	5500	5151467	9	5509	257573	4893894	18	5518	515147	4636321	37	5537	1030293	4121174
Total residencial	4097	129130364	15	4112	6456518	122673846	30	4127	12913036	116217328	61	4158	25826073	103304291

Fuente: elaboración propia.

Las tendencias generales muestran que el sistema tarifario presenta una estructura escalonada, en la que los usuarios no regulados enfrentan precios y costos medios más altos. El aumento del racionamiento genera incrementos no lineales en el CMR, lo que sugiere cuellos de botella en la oferta o altos costos de sustitución. La demanda total del segmento residencial (129 millones de m3) representa una porción significativa del consumo nacional, con una tarifa media de 4,097 COP/m^3.

La Costa Atlántica presenta los CMR más altos en todos los niveles de racionamiento, superando los 10,700 COP/m3 con $\delta = 20\%$, lo que indica una alta vulnerabilidad ante restricciones de oferta. La región Nor Oriente muestra un crecimiento acelerado en CMR a medida que aumenta δ, lo que sugiere una estructura de costos más sensible al racionamiento. Por su parte, Nor Occidente y Centro tienen los CMR más bajos, lo que podría reflejar una mayor eficiencia o una menor presión sobre la demanda. En el total Residencial mantiene un perfil intermedio, con costos desde 4110 COP/m3.

Al analizar la relación entre el costo de racionamiento y las cantidades racionadas, se observa que, a medida que aumenta la cantidad racionada, el CMR tiende a aumentar. Así, la Costa Atlántica y Nor Oriente presentan los CMR más elevados, incluso con cantidades racionadas relativamente moderadas, lo que sugiere una alta sensibilidad al desabastecimiento. El Centro y Nor Occidente muestran menores CMR para cantidades racionadas similares, lo que podría indicar mayor resiliencia o menores costos de sustitución.

Tabla 17. Porcentaje de variación con respecto a la tarifa inicial, dado cada nivel de racionamiento, y porcentaje de gas racionado por región con respecto al total racionado.

Total	**δ=5%**	**δ=10%**	**δ=20%**	**% de gas racionado**
Total de usuarios regulados	6,0%	12,3%	25,5%	
Total de usuarios no regulados	35,1%	71,5%	148,4%	
Residencial por regiones				
Centro	0,6%	1,2%	2,5%	38,5%
Costa atlántica	0,1%	0,3%	0,6%	20,0%
CQR	0,1%	0,2%	0,4%	6,4%
Magdalena medio	0,2%	0,3%	0,7%	2,5%
Nor occidente	0,5%	1,0%	2,0%	12,3%
Nor oriente	7,1%	14,5%	30,1%	7,6%
Sur occidente	0,1%	0,2%	0,3%	9,8%
Tolima Huila	0,2%	0,3%	0,7%	4,0%
Total residencial	0,4%	0,7%	1,5%	100,0%

Fuente: elaboración propia.

Por su parte, el CMI que determina al CMR varía según la región y el nivel de racionamiento, reflejando las diferencias en eficiencia, infraestructura y elasticidad de la demanda. A nivel residencial, el CMI aumenta conforme aumenta el porcentaje de racionamiento (δ), lo que indica que abastecer el mercado con recursos internos se vuelve cada vez más costoso. Por ejemplo, en la región Centro, el CMI pasa de 25.49 COP/m³ con δ = 0.05 a 107.68 COP/m³ con δ = 20%, mientras que en Nor Oriente el salto es más pronunciado: de 326.60 a 1,379.83 COP/m³.

Este comportamiento sugiere que algunas regiones enfrentan mayores costos logísticos o limitaciones técnicas para ampliar la oferta. El CMI también permite identificar zonas con mayor resiliencia operativa. Regiones como CQR y Sur Occidente presentan CMI bajos y estables, lo que puede reflejar una mejor integración de redes o menor presión sobre la demanda. En contraste, regiones con CMI elevado podrían requerir inversiones en infraestructura o ajustes tarifarios para mejorar la eficiencia del suministro.

La permite observar las variaciones porcentuales del costo de racionamiento por región respecto de la tarifa base, según se aplican diferentes proporciones de racionamiento de gas. Es claro que dichas variaciones aumentan con mayor cantidad de gas racionado, pero no en todos los casos son iguales. Al respecto, se resaltan las variaciones de la región nororiente, que no tiene la tarifa más alta, pero, dada que su elasticidad es la más pequeña, sufre de aumentos más drásticos en su costo de racionamiento. En esta tabla también se aprecian los porcentajes de distribución de gas racionado dentro del total racionado: las regiones centro y costa atlántica tienen el mayor racionamiento (más del 58% del total) en caso de un eventual recorte de gas natural.

11 Magnitudes previstas

11.1 Objetivo de la sección

Procesamiento y Análisis de información 17. Analizar sus resultados con relación a las magnitudes previstas y los estudios de costos de racionamiento considerados en la obligación 2.

11.2 Actualización de resultados otros estudios

A partir de los resultados obtenidos en los estudios previos de Econométrica (2015) y UPME (2024), donde se hacen estimaciones de costo de racionamiento por sectores y regiones con diferentes niveles de duración del racionamiento y porcentajes de cantidades racionadas, se ha realizado una actualización de las cifras utilizando la inflación desde el año 2016. Las cifras se actualizan y se muestran en las siguientes tablas.

Utilizando los resultados primarios de Econometría 2015, al actualizar la información sobre costos de racionamiento utilizando la inflación, para el año 2025 se tendrían los siguientes valores.

Tabla 18. Costo de interrupción de un día para el sector residencial por estrato y región. Datos actualizados para 2025. ($/m3)

GRUPOS	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
Andina	1112,61	1068,34	1273,61	889,54
Bogotá	937,27	900,09	1072,84	749,47
Caribe	639,48	614,06	732,00	511,17
Central	956,63	918,42	1094,80	764,68
Occidental	1077,86	1034,97	1233,66	861,70

Fuente: cuadro 3.2 de Econometría (2015). Actualización empleando datos de inflación desde el año 2016.

Tabla 19. Costo de interrupción anunciada de gas natural para el sector residencial, según tipo de usuario y día de la semana. Datos actualizados para 2025. ($/m3)

ESTRATO	REGIÓN	LUNES A JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO
1	Andina	2071,67	1756,94	2218,66	1903,93
	Bogotá	1419,73	1203,57	1520,03	1305,60
	Caribe	1274,47	1080,80	1364,40	1170,72
	Central	2000,77	1698,15	214,43	1839,95
	Occidental	2778,94	2358,73	297,43	2555,86
2	Andina	2132,19	1808,82	2284,37	1960,99
	Bogotá	1627,25	1379,96	1743,11	1495,82
	Caribe	1134,40	963,20	1215,68	1042,75
	Central	1983,48	1682,58	2125,28	1824,38
	Occidental	2580,07	2189,26	2765,11	2372,56
3	Andina	2823,90	2395,04	3024,50	2595,64
	Bogotá	2414,06	2047,46	2586,99	2220,39
	Caribe	1437,03	1219,14	1540,78	1322,89
	Central	269,77	2289,56	2891,34	2481,51
	Occidental	3413,58	2896,53	3657,41	3138,63
4	Andina	2132,19	1808,82	2284,37	1960,99
	Bogotá	1341,92	1139,59	1438,75	1234,70
	Caribe	1148,24	973,58	1229,51	1056,59
	Central	1872,80	1587,47	200,60	1720,63
	Occidental	2995,10	2540,30	3207,80	2754,73
5y6	Andina	1533,86	1300,41	1642,81	1409,36
	Bogotá	1042,75	883,66	1117,11	958,02
	Caribe	1139,59	966,66	1220,87	1047,94
	Central	1577,10	1338,46	1689,50	1450,86
	Occidental	2139,11	1814,01	2291,29	1966,18

Fuente: cuadro 3.3 de Econometría (2015). Actualización empleando datos de inflación desde el año 2016.

Ahora, utilizando los resultados primarios de UPME 2024, donde se emplea información secundaria para la estimación, al actualizar la información sobre costos de racionamiento utilizando la inflación, para el año 2025 se tendrían los siguientes resultados:

Tabla 20. Costo de racionamiento de gas para el sector residencial. Datos actualizados para 2025 . ($/m3)

Porcentaje de racionamiento	CMR Demanda	CRI Demanda

0.0%	3078,64	3078,64
1.5%	3123,10	3167,69
3.0%	3168,05	3258,18
5.0%	3228,70	3381,19
10.0%	3384,08	3700,29
20.0%	3712,73	4395,52
30.0%	4068,80	5183,66
40.0%	4458,35	6093,48
50.0%	4889,81	7169,55
60.0%	5375,41	8486,67
70.0%	5935,44	10184,64
80.0%	6606,14	12577,83
90.0%	7470,89	16668,99
100.0%	8980,97	ND

Fuente: cuadro 2 UPME (2024). Actualización empleando datos de inflación desde el año 2022. CMR: Costo medio de racionamiento, CRI: costo incremental de racionamiento.

12 Conclusiones y recomendaciones

Esta consultoría tiene por objeto prestar asistencia técnica para conceptualizar y establecer una metodología para determinar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia, con resolución sectorial, geográfica y temporal, así como obtener y procesar la información necesaria para su estimación. Para ello se recurre al método de valoración contingente que, a través de encuestas, permite estimar una medida indirecta del valor económico que asignan los usuarios a la interrupción del suministro de gas natural. Se presenta en este documento la definición del costo de racionamiento, el modelo matemático propuesto, la metodología para la implementación de encuestas, los resultados obtenidos a través de las encuestas y aplicación del modelo matemático. También se hace una comparación con resultados de estudios previos de costo de racionamiento.

Se establecen los agentes que son objeto de búsqueda de información según su representatividad para un total esperado de 424 encuestas, conforme los términos de referencia que dan lugar a esta consultoría. 94 de estas encuestas se esperan para el sector residencial y 330 en el sector No Residencial.

En este producto se reportan 105 encuestas en el segmento residencial, más del 100% de la muestra residencial prevista y equivale al 24,76% del total de las 424 encuestas del estudio. Esto para el cumplimiento a la descripción y alcance del Producto 5, así: « documento que exponga los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con máximo un 20% del total de la muestra».

Se avanzará en la realización de más encuestas. Para ello se considerarán los aprendizajes obtenidos de las encuestas hasta ahora realizadas y las modificaciones que para ello sean necesarias en los formularios; esto incluye el análisis de modificaciones futuras de muestras que permitan reducir margen de error en algunas regiones, con atención a los recursos financieros y de tiempo en esta consultoría.

Como método alternativo para la cuantificación del costo de racionamiento de gas natural en Colombia se hace una evaluación econométrica a partir de información secundaria, que replica los estudios realizados en su momento por Quantil en 2021 y la UPME en 2024. Los resultados de este ejercicio pueden ser elementos de juicio para el análisis de las encuestas practicadas. Estos análisis incluyen el tratamiento realizado a las series de datos recomendada en la versión anterior de este producto.

13 Bibliografía

Hubbard, D. W. (2014). *How to measure anything: Finding the value of intangibles in business*. John Wiley & Sons.

Riera, P. (1994). *Manual de valoración contingente*. Instituto de Estudios Fiscales.

Carson, R. T. (2012). Contingent valuation: A practical alternative when prices aren't available. *Journal of Economic Perspectives, 26*(4), 27–42. https://doi.org/10.1257/jep.26.4.27

Hanemann, W. M. (1984). Welfare evaluations in contingent valuation experiments with discrete responses. *American Journal of Agricultural Economics, 66*(3), 332–341. https://doi.org/10.2307/1240800

PAGN. Plan de Abastecimiento de Gas Natural en Colombia. UPME. *https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/pang/*

UPME (2024). Subdirección de Demanda. Documento de trabajo. Estimación de costos de racionamiento de energía eléctrica y gas natural. Subdirección de Demanda.

Quantil (2021). Estimación de costos de racionamiento, entregable 2. Entregado da la UPME.

Econometría (2015). Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural. Informe final. Entregado a la UPME.

UNIS (2004), Unión temporal ITANSUCA Ltda – SINERGIA Ltda. Estudio de racionamiento de electricidad y gas natural. Informe final. Entregado a la UPME.

Econometría (1997). Metodología para la determinación de la curva de costos mínimos de racionamiento. Informe final. Entregado a la UPME.

Corpoema (2014). Determinación y priorización de alternativas de eficiencia energética para los subsectores manufactureros códigos CIIU 19 a 31 en colombia a partir de la caracterización del consumo energético para sus diferentes procesos, usos y equipos de uso final. Informe final volúmenes 1 y 2.

Incombustión (2014), Unión temporal. Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros códigos CIUU 10 a 18 en Colombia. Informe final.

Unidad de Planeación Minero Energética

DETERMINACIÓN DEL COSTO DE RACIONAMIENTO DEL SERVICIO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Elaborado por el **Consorcio METGAS**

Consorcio MetGas

INGEPLAN.CO

INCOPLAN S.A.
INGENIERIA,CONSULTORIA Y PLANEACION

Unidad de Planeación Minero Energética

DETERMINACIÓN DEL COSTO DE RACIONAMIENTO DEL SERVICIO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Producto 6. Segundos resultados parciales

Resumen

Contiene el Documento que exponga los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con máximo un 70% del total de la muestra. para el estudio que permite conceptualizar y establecer una metodología para determinar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia, con resolución sectorial, geográfica y temporal, así como obtener y procesar la información necesaria para su estimación. Es realizado por el Consorcio METGAS, conformado por INGEPLAN e INCOPLAN, para la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia, UPME.

Elaborado por el **Consorcio METGAS**

Consorcio MetGas

INGEPLAN.CO

INCOPLAN S.A. INGENIERIA, CONSULTORIA Y PLANEACION

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME
Contrato No. CO1.PCCNTR.8058452
Producto 6. Segundos resultados parciales V3
Diciembre 18, 2025
Versión 3

Contenido

1. Objeto de la contratación 5

2. Alcance del producto 5

3. Glosario 6

4. Presentación de la consultoría 8

5. Aproximación al costo de racionamiento 10

Objetivo de la sección 10

Definición de costo de racionamiento 10

Valoración de un activo sin mercado 10

Valoración contingente 11

6. Modelo teórico de costo de racionamiento 16

Objetivo de la sección 16

Definiciones previas 16

Demanda total racionada 19

Probabilidad de evitar el racionamiento 20

Costo de racionamiento 21

7. Segmentación, encuestas y formularios 22

Objetivo de la sección 22

Segmentación 22

Muestra 23

Limitaciones 23

Encuestas por realizar 24

Formularios 24

Operativo de campo para encuestas 27

8. Avance encuestas 30

Objetivo de la sección 30

Encuestas realizadas 30

9. Resultados encuestas residenciales 32

Objetivo de la sección 32

Avance de las encuestas 32

Sinapsis por componentes de formulario 33

Usos y aplicaciones 35

Disposiciones Económicas Asociadas al Racionamiento 41

Perjuicios por racionar 42

Disponibilidad a pagar 44

Disposición a ser Compensado (DC) 47

Comparación CPR, DAP y DC 49

10. Generalidades encuestas terciario e industrial 54
Objetivo de la sección 54
Encuestas ya tabuladas 54
Elementos clave 55
11. Resultados sector Industrial 56
Objetivo de la sección 56
Tomas de decisión 56
Consumo y usos del de gas natural 57
Procesos y equipos 60
Sustitutos de gas natural 61
Estructura tarifaria preliminar 64
Disposiciones Económicas Asociadas al Racionamiento 64
Perjuicios por racionar 65
Disposición a pagar 67
Disposición a ser Compensado (DC) 69
12. Resultados sector terciario 71
Objetivo de la sección 71
Generalidades 71
Consumo energético 71
Aplicaciones del sector terciario del gas natural 71
Sustitutos de gas natural sector terciario 72
13. Tratamiento Compresores 74
Objetivo de la sección 74
Retroalimentación con Agentes 74
Tratamiento 75
14. Estimación de costo de racionamiento 76
Objetivo de la sección 76
Modelo logit 76
Regresión Logística Ponderada 76
Costo de racionamiento para un usuario 81
Costo de racionamiento para usuarios residenciales 81
Costo de racionamiento para usuarios industrial y terciario 83
15. Aproximación econométrica a la elasticidad 84
Objetivo de la sección 84
Costo de racionamiento y elasticidad 84
Proceso de cálculo 86
Resultados por sector 86
Resultados por región y total nacional. 91
16. Magnitudes previstas 97

Objetivo de la sección 97
Actualización de resultados otros estudios 97
17. Conclusiones y recomendaciones 101
18. Bibliografía 103
19. Anexos. Estimación elasticidad -Modelo econométrico 104

1. Objeto de la contratación

Prestar asistencia técnica para conceptualizar y establecer una metodología para determinar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia, con resolución sectorial, geográfica y temporal, así como obtener y procesar la información necesaria para su estimación.

2. Alcance del producto

Este documento corresponde con el **Producto 6** de la consultoría que se describe en el Objeto del contrato celebrado entre la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME y el Consorcio METGAS, contrato No. CO1.PCCNTR.8058452.

Este **Producto 6** contiene el informe con el Documento que exponga los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con máximo un 70% del total de la muestra. También se evidencia el cumplimiento a las obligaciones específicas:

Procesamiento y Análisis de información 16. Definir los algoritmos que permitan cuantificar los costos de racionamiento a escala regional, sectorial y temporal, en consecuencia, con el modelo teórico definido en la obligación 5.

Consecución de información 11. Capturar la información, las encuestas serán presenciales en el sitio donde los usuarios efectúan el consumo de gas natural. Debe tenerse en cuenta que, según la complejidad de los procesos de consumo de combustible de cada usuario a visitar, se determinarán la duración de la encuesta, su procedimiento y los profesionales responsables de la misma, de manera que se asegure la obtención veraz y suficiente de información.

Consecución de información 12. Establecer y aplicar procedimientos para analizar y validar la información obtenida, así como para rehacer la captura de información o sustituir con nuevas encuestas, en caso de ser necesario.

Procesamiento y Análisis de información 17. Analizar sus resultados con relación a las magnitudes previstas y los estudios de costos de racionamiento considerados en la obligación 2.

Definición metodología 6. Revisar y actualizar las estimaciones de costo de racionamiento disponibles en la UPME, tanto las realizadas desde estudios basados en información primaria como con información secundaria. Conceptualizar sobre sus limitaciones y sobre su actual representatividad. (Parte 2. Actualizar las estimaciones de modelo de costo de racionamiento a partir de la metodología utilizada en el documento de trabajo de UPME (2024): "Estimación de costos de racionamiento de energía eléctrica y gas natural").

3. Glosario

Gas Natural: Es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo.

Gas Natural Licuado (LNG por su sigla en inglés): Gas Natural procesado para ser transportado y/o almacenado en estado líquido. Es inodoro, incoloro y no tóxico.

Derechos de Suministro de Gas: Es la cantidad de gas contratada que otorga al comprador o al consumidor titularidad sobre la misma.

Mercado Primario: Mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural.

Mercado Secundario: Mercado donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado.

British Termal Unit, BTU: Unidad térmica o de energía del Sistema Británico o Imperial de Unidades. Equivale a mil cincuenta y cinco coma cero cincuenta y seis Julios (1.055,056 J).

PCD; TPC; MBTUD; GBTUD: Pies Cúbicos Día; Tera Pies Cúbicos; Millón de British Thermal Units Día; Giga British Thermal Units Día.

Evento de Racionamiento: Interrupción temporal y programada del suministro de gas natural a determinados usuarios o sectores.

Costo de racionamiento: Es el costo económico promedio que la sociedad le otorga al bienestar general perdido durante un racionamiento, y depende directamente de la forma en que dicho racionamiento se realice

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 dispuesto a sacrificar a cambio de 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.

Curva de costos de racionamiento: relación funcional entre el costo de racionamiento y la cantidad de gas efectivamente racionada, utilizada para estimar el equilibrio de mercado.

Valoración Contingente: técnica de encuesta que permite obtener la disposición a pagar de los usuarios para evitar el racionamiento o la disposición a aceptar compensaciones en caso de interrupción. Pretende emular un mercado inexistente donde el encuestador hace las veces de la oferta y el encuestado hace las veces de demanda.

Ticket de No Racionamiento: Instrumento económico hipotético mediante el cual ciertos usuarios pueden pagar para evitar ser racionados, emulando un precio de mercado, transado en un mercado inexistente.

Modelo Logit binario: Herramienta econométrica utilizada para estimar la probabilidad de que un usuario en particular desee pagar por el ticket hipotético de no racionamiento, en función de las características del cliente, condiciones económicas y segmentación.

Segmentación: División analítica del universo en categorías como región, sector productivo y tiempo, con el fin de reflejar diferencias en los costos de racionamiento.

Muestra Residencial: Conjunto de encuestas a aplicar a usuarios de gas natural del sector residencial (hogares o viviendas).

Muestra No Residencial: Conjunto de encuestas a aplicar a los usuarios del sector no residencial, que incluye empresas de los sectores productivos.

Gestor del Mercado: Responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario, en los términos establecidos por el regulador.

SNT: Sistema Nacional de Transporte. Conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las puertas de ciudad, con los sistemas de distribución, con los usuarios no regulados, con las Interconexiones Internacionales de Gas Natural y sistemas de almacenamiento.

PAGN: Plan de Abastecimiento de Gas Natural. El Plan de Abastecimiento de Gas Natural en Colombia es una estrategia desarrollada por el Ministerio de Minas y Energía en conjunto con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para garantizar la seguridad en el suministro de gas natural en el país. Su objetivo principal es asegurar que tanto los sectores productivos como los hogares colombianos tengan un suministro constante y seguro de gas natural, especialmente durante períodos de alta demanda o en situaciones de contingencia.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas. Su misión es regular la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y servicios públicos de combustibles líquidos, de manera técnica, independiente y transparente; promover el desarrollo sostenido de estos sectores; regular los monopolios; incentivar la competencia donde sea posible y atender oportunamente las necesidades de los usuarios y las empresas de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley.

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética. La Unidad de Planeación Minero Energética UPME es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

4. Presentación de la consultoría

Esta consultoría tiene por objetivo conceptualizar y establecer una metodología para determinar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia, con resolución sectorial, geográfica y temporal, así como obtener y procesar la información necesaria para su estimación. Para su realización se selecciona al Consorcio METGAS luego de un proceso licitatorio que deriva en el Contrato No. CO1.PCCNTR.8058452 entre dicho consorcio y la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Se realiza en varias etapas: conceptualización, definición de la metodología, consecución de la información, procesamiento y análisis de información. Incluye también la divulgación durante la descripción del problema, la metodología a implementar y la obtención de resultados.

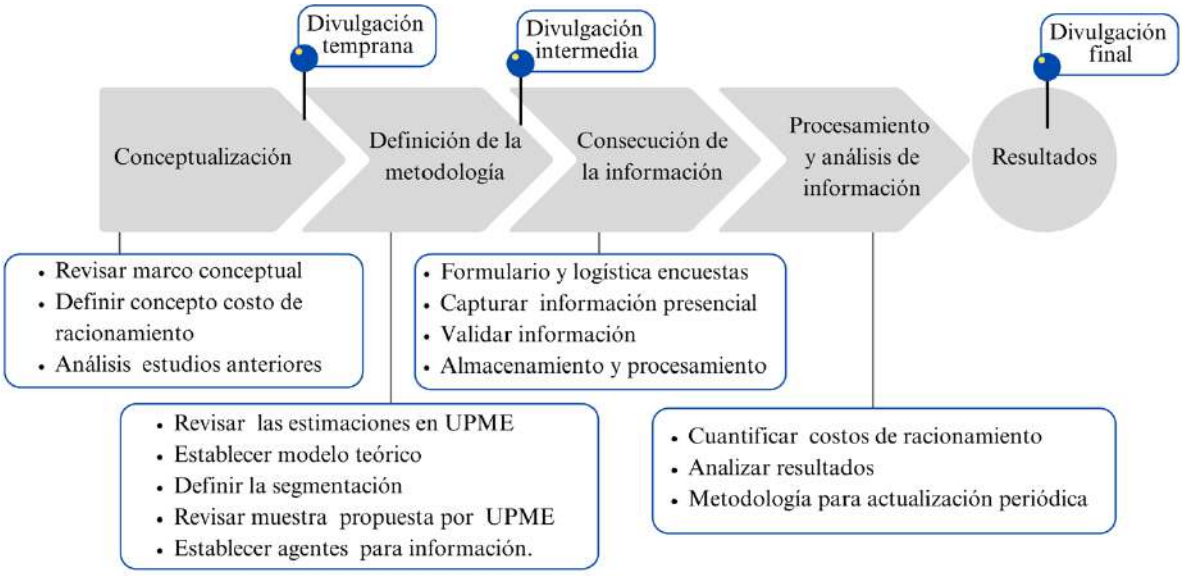


Figura 1. Esquema de metodología propuesta. Elaboración propia

Con respecto a la cuantificación del costo de racionamiento, se exploran en el proceso dos métodos, uno principal y otro complementario. Como método principal se hace uso de la valoración contingente para la estimación del costo de racionamiento de gas natural en Colombia, mediante encuestas y, como método complementario, se avanza en la elaboración de un modelo econométrico que replica el cálculo adelantado por la UPME en 2024 y descrito en el documento UPME (2024). Cada uno de los métodos implementados, sus supuestos, especificación, variables y resultados se explican a lo largo del documento.

Los avances del proceso se evidencian en la construcción de ocho productos. Producto 1: plan de trabajo, plan de trabajo y cronograma detallado para el desarrollo del presente estudio. Producto 2: Informe de Diagnóstico, Informe de diagnóstico sobre las magnitudes de costos de racionamiento disponibles hoy para el país, magnitudes internacionales, sus metodologías, las limitaciones de estas a superar con el presente estudio. Producto 3:

Metodología propuesta, informe con la metodología propuesta, análisis de la muestra estadística y modelo a aplicar. Producto 4: Procedimientos de encuestas, Informe con la identificación de los agentes validados objeto de la captura de información, formularios de encuesta a aplicar y procedimientos de encuesta. Producto 5: Primeros resultados parciales, documento que exponga los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con máximo un 20% del total de la muestra. Producto 6: Segundos resultados parciales, Documento que exponga los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con máximo un 70% del total de la muestra. Producto 7: Informe final, informe final que contenga los productos anteriores consolidados en un único documento con todo el trabajo desarrollado en este estudio, metodologías, resultados finales, hojas de cálculo, aplicativos y códigos informáticos creados. Producto 8: Resumen ejecutivo, documento resumen ejecutivo (máximo 10 páginas) del anterior y explicativo de los resultados del estudio.

Este documento hace referencia al Producto 6 que contiene los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con máximo un 70% del total de la muestra.

5. Aproximación al costo de racionamiento

Objetivo de la sección

Presentar conceptos y métodos que permiten al equipo de consultores acercarse a la estimación del costo de racionamiento.

Definición de costo de racionamiento

Para el costo de racionamiento se mantiene la definición considerada en el estudio de Econometría (2015), también basado en la realización de encuestas a usuarios y así también permite la comparación de resultados de aquel estudio y este.

«Costo de racionamiento: Es el costo económico promedio que la sociedad le otorga al bienestar general perdido durante un racionamiento, y depende directamente de la forma en que dicho racionamiento se realice». Entendido como:

$$Costo\ de\ racionamiento = Tarifa + Costo\ de\ Interrupción$$

Donde el «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 dispuesto a sacrificar a cambio de 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».

En este sentido, debe indagarse a los usuarios del país el valor económico que asignan a la interrupción del suministro de gas natural.

Valoración de un activo sin mercado

La estimación del precio de un bien puede hacerse o bien a través de las transacciones observadas de este en su mercado existente, del análisis de productos comparables en otros mercados, o mediante el diseño de experimentos que permitan conocer el comportamiento de los agentes bajo condiciones hipotéticas. En todo caso, conocer el precio de un bien determinado en un momento y lugar establecido pasa por medir la disposición a pagar por los compradores y la disposición a vender por los vendedores: si este mercado existe, la disposición a pagar puede observarse directamente; en caso de que no exista, dicha disposición se infiere a partir del experimento diseñado.

Hubbard (2014) plantea esta reflexión haciendo referencia a que el término «valoración subjetiva» puede ser redundante porque, cuando de dar valor se trata: ¿qué puede considerarse «valoración objetiva»? «Es la valoración de una libra de oro objetiva porque

existe un valor de mercado, no necesariamente (…) el valor de mercado en sí mismo es el resultado de las interacciones de un grupo grande de personas haciendo todos valoraciones subjetivas». Esta es la condición que enfrentan diferentes tipos de bienes como los de imagen, marca, *know how*, obras de arte, pero también el petróleo, el gas, la energía o los zapatos: en todo caso, el valor obedece a las preferencias de los seres humanos.

Una vez aceptado que conocer el valor es conocer las preferencias humanas, la pregunta es cómo observar estas preferencias. De allí surgen dos alternativas, las preferencias reveladas y las preferencias no reveladas. En este documento se indaga una preferencia no revelada acerca del comportamiento de todos los usuarios ante condiciones de racionamiento de gas natural.

Para el caso que interesa a esta consultoría, se pretende estimar la preferencia que tendrían los usuarios de gas natural frente al racionamiento de gas natural. ¿Qué tanto prefieren el gas natural cada uno de los usuarios del país frente a otras alternativas de sustitución? ¿Qué sacrificio económico estarían dispuestos a hacer para evitar ser racionados? O, en otro caso ¿Cuál sería una compensación que consideran justa para aceptar un racionamiento de gas natural?

Una alternativa, para nada descartable, sería la creación de un mercado alterno donde los usuarios del país compraran el derecho a no ser racionados, digamos un «ticket para no ser racionado». Una vez el agente, digamos el «agente racionador», decida la cantidad de gas necesaria a racionar para un periodo determinado y los usuarios que podrían ser racionados, un agente, digamos el «agente subastador» podría subastar los derechos a no ser racionados. Aquellos usuarios que compren el derecho a no ser racionados no serían racionados y, aquellos que no compren el derecho a no ser racionados, sí serían racionados. Una vez se conozca el precio de cierre de la subasta, sería fácil identificar cuál sería el precio de mercado para «no ser racionados».

Ante la ausencia del mercado descrito en el párrafo anterior, puede recurrirse a la metodología de valoración contingente que permite estimar una medida indirecta del valor económico que asignan los usuarios a la interrupción del suministro de gas natural.

Valoración contingente

El método de valoración contingente busca medir en unidades monetarias los cambios en el nivel de bienestar de las personas debido al cambio de cantidad, calidad o condiciones de un bien; lo que se conoce como la disposición a pagar, según Riera (1994). Los cuestionarios juegan el rol de un mercado hipotético donde la oferta es representada por la persona que entrevista y la demanda por la persona entrevistada.

Es un método utilizado en economía ambiental y de los recursos que ha extendido a otros ámbitos donde es necesario asignar un valor monetario a bienes y servicios que no cuentan con un precio de mercado definido. Consiste en presentar a los usuarios escenarios hipotéticos para que revelen, mediante su disposición a pagar, el valor que otorgan a un determinado bien o derecho. En este sentido, las respuestas de los entrevistados se asemejan

al comportamiento que podrían tener si ese producto hipotético planteado fuese puesto en el mercado.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha trabajado en el diseño de metodologías para cuantificar los impactos económicos del racionamiento del gas natural, con el propósito de fortalecer la planeación del sistema energético nacional. En este marco, el estudio desarrollado por Econometría Consultores (2015) constituye un ejercicio formal previo de estimación del costo de racionamiento en Colombia, mediante la técnica de valoración contingente (VC) aplicada a sectores como el industrial, residencial, vehicular y comercial. Este enfoque ha sido validado en la literatura internacional como una alternativa práctica cuando no existen precios de mercado observables para ciertos bienes o servicios (Carson, 2012; Hanemann, 1984).

Para el caso del costo de racionamiento de gas natural, el bien que se valora no es el gas en sí mismo, que ya cuenta con un precio de mercado, sino el derecho a no ser racionado durante un evento específico de interrupción del servicio. Para representar este derecho se introduce el concepto de un «ticket de no racionamiento» que entrega a su tenedor el «derecho de no ser racionado».

En este contexto: «El ticket de no racionamiento» se considera como el derecho a evitar completamente el racionamiento del servicio de gas natural durante un evento específico de racionamiento. Esto implica que el usuario mantiene el acceso al 100% de su demanda de gas en dicho evento anunciado. No se consideran fraccionamientos: o el usuario es totalmente racionado, o conserva plenamente el servicio.

A cada usuario se le pregunta si, para un «precio de ticket de no racionamiento» dado, estaría dispuesto a comprarlo. Esa decisión, revela la preferencia y conducta del entrevistado, que permite hallar el valor de costo subjetivo del racionamiento para el usuario. El agregado de estas conductas individuales, permite obtener una medida del costo de racionamiento nacional, que constituye la base para calcular el impacto económico a nivel nacional.

El método puede aplicarse a una amplia variedad de bienes, de uso y de no uso, en diferentes escalas geográficas y culturales. Su fortaleza radica en que permite captar directamente las preferencias individuales mediante encuestas, lo que facilita medir tanto la disposición a pagar (DAP) como la disposición a aceptar compensaciones (DAA) por los perjuicios ocasionados. Además, puede complementarse con técnicas estadísticas y econométricas, lo cual mejora la precisión de los resultados y permite profundizar en los factores que influyen en las decisiones de los individuos. Se destaca por su flexibilidad y adaptabilidad, ya que puede emplearse en contextos muy diversos, desde bienes tangibles hasta intangibles, y en escenarios hipotéticos o futuros donde otros métodos no ofrecen información suficiente. Esta característica la convierte en una herramienta particularmente útil para evaluar proyectos y políticas antes de su implementación.

La valoración contingente constituye una herramienta adecuada para analizar el impacto económico del racionamiento de gas natural, donde lo que se valora no es el gas en sí mismo, ya transado en el mercado, sino el derecho a mantener el suministro durante eventos de interrupción.

En esta consultoría se atienden recomendaciones relacionadas con los pasos y sesgos de la metodología de valor contingente, factores de expansión en el diseño muestral y el desgaste importante de la fuente. En las siguientes tablas se explica el tratamiento dado a cada uno de estos asuntos.

Tabla 1. Limitaciones de la valoración contingente y su atención en la consultoría

Limitaciones y sesgos del método de valoración contingente			
Limitación	**Descripción del Problema**	**Solución propuesta**	**Implementación en encuesta**
1. Sesgo Hipotético	Los valores de la disposición a pagar (DAP) obtenidos con encuestas pueden no reflejar transacciones reales de mercado. Los encuestados no enfrentan las consecuencias reales de sus decisiones de pago. Esto puede llevar a una sobrestimación de la DAP.	Proveer información detallada sobre el escenario y los costes y usar mecanismos de pago familiares como el impuesto sobre la renta pueden ayudar. También se exploran estimaciones basadas en el mercado como alternativa.	El encuestado entregará los costos en los que incurre ante la ocurrencia de un racionamiento de gas natural. También se le recordará lo que paga por gas y evolución de variables relevantes.
2. Sesgo Estratégico y Problema del *free rider*	Los individuos pueden responder estratégicamente, ya sea sobrestimando su DAP para asegurar la provisión de un bien público sin pagar su costo real (comportamiento de *free rider*), o subestimándola. Paul Samuelson (1954) señaló este problema, desaconsejando las encuestas directas.	El formato de referéndum o dicotómico («sí o no» a un precio dado) es una solución teórica que ha encontrado cierto consenso, ya que reduce el incentivo a la estrategia.	La disposición a pagar se evalúa con preguntas del tipo Sí o No.
3. Disparidad entre Disposición a Pagar (DAP) y Disposición a Aceptar (DAA)	La teoría económica sugiere que la DAP (cuánto pagaría para obtener un bien) y la DAA (cuánto aceptaría por la pérdida de un bien) deberían ser similares, pero los estudios empíricos muestran consistentemente que la DAA es significativamente más alta que la DAP. Esto plantea dudas sobre qué medida es la más precisa.	Se recomienda usar siempre la DAP como la opción más conservadora. Una redacción cuidadosa del cuestionario y la correcta definición de los derechos de propiedad sobre el bien pueden ayudar a reducir esta brecha. Algunos estudios exploran la combinación de ambas medidas.	Se contempla el uso de DAA en formularios de encuesta.
4. Sesgo del Punto de Partida / Anclaje	Cuando se presenta un precio inicial o un rango de precios en el cuestionario, la respuesta del encuestado puede verse influenciada o anclada por esos valores, desviándose de su verdadera DAP. Esto puede resultar en una DAP sesgada (al alza o a la baja).	Se puede mitigar ofreciendo diferentes precios de salida a distintas submuestras. Se puede utilizar un procedimiento de precios variables donde el precio de salida dependa del promedio de respuestas anteriores para reducir el sesgo. El formato abierto (sin precio guía) es más neutral, aunque tiene otras limitaciones.	Se entrega elementos de contexto a encuestado y encuestadores sobre preguntas clave.
5. Respuestas Cero y de Protesta	Un número significativo de encuestados puede declarar una DAP de cero, ya sea porque realmente no valoran el bien (cero genuino) o como una forma de protesta (cero de protesta) contra el estudio, el mecanismo de pago o la provisión del bien por parte del sector público. Los «cero» de protesta pueden sesgar la estimación de la DAP media.	Es crucial incluir preguntas de seguimiento para identificar la razón de las respuestas cero y distinguir entre ceros genuinos y de protesta. La decisión de incluir o excluir las respuestas de protesta en el cálculo final debe ser explícita y justificada.	El formulario contiene instrucción de contra-pregunta ante respuestas de «cero»

Fuente: Elaboración propia

Tabla 2. Consideraciones para encuestas a partir de diseño muestral y pasos del método de valoración contingente

Condición	Descripción	Recomendación	Implementación en encuesta
Ajuste por No Respuesta (fr).	Uno de los principales errores en estudios basados en encuestas es la no respuesta, que ocurre cuando no es posible recolectar información de algunas unidades seleccionadas. En este proyecto, se ha considerado un factor de no respuesta estimado en 10 %, incorporado en los cálculos de tamaño muestral y expansión	Capacitar adecuadamente al personal de campo (encuestadores y supervisores)	Se implementa jornada de capacitación, a cargo del profesional procesos industriales a todos los encuestadores. La capacitación queda grabada para consulta periódica de los encuestadores
		Incentivar la calidad del trabajo mediante estímulos asociados a tasas de respuesta,	El pago a encuestadores se realiza por cada encuesta entregada a satisfacción, luego de aprobación del profesional de procesos industriales y/o profesional de logística del equipo consultor.
		Informar a los encuestados sobre la utilidad y beneficios derivados del estudio.	En proceso de capacitación se incluye: *Plan de Abastecimiento Gas Natural. *Noticias seleccionadas sobre el tema. *Video o documento corto sobre el racionamiento de gas natural.
		implementar mecanismos de monitoreo en tiempo real durante la recolección.	Se diseña e implementa revisión cotidiana del avance de encuestas a cargo de un profesional.
Valoración contingente	Paso 7. Realización de las entrevistas	Ejecutar las encuestas, preferiblemente con encuestadores profesionales.	Se define perfil de encuestadores
	Variables en método de valoración contingente	Tener en cuenta las características individuales de los usuarios, socioeconómicas, geográficas, entre otras.	En formulario se consulta características individuales de los usuarios, socioeconómicas, geográficas, entre otras.
Desgaste importante de la fuente.	Pérdida de calidad, confiabilidad o representatividad de la información proveniente de la fuente de datos.	Evitar: Fatiga del encuestado:, respuesta parcial, Erosión de la disposición a colaborar, Sesgos de memoria o de sinceridad	Piloto encuestas totales. Evitar ambigüedades en formulario (a veces o regular)

Fuente: Elaboración propia

6. Modelo teórico de costo de racionamiento

Objetivo de la sección

Definición metodología 5. Establecer un modelo teórico para cuantificar el costo de racionamiento en relación con la segmentación establecida en la obligación 2 . Definir las variables, procesos de cálculo y fuentes de información para alimentar tal modelamiento.

Definiciones previas

El evento de racionamiento

El racionamiento del servicio de gas natural se concibe como un evento temporal y programado, en el que se interrumpe el 100% de suministro de gas natural a determinados usuarios o sectores. Cuenta con los siguientes atributos:

- Antelación o planeación: período previo en el que se anuncia el racionamiento, lo cual otorga a los usuarios la posibilidad de planificar ajustes, buscar sustitutos energéticos o implementar medidas de contingencia.

- Inicio del racionamiento: momento exacto en que comienza la restricción efectiva del servicio, afectando a los usuarios susceptibles de ser racionados y que además no cuentan con un «ticket de no racionamiento».

- Duración del racionamiento: intervalo que puede clasificarse como corto, medio o largo, dependiendo del tiempo durante el cual se mantiene la restricción. Esta duración incide directamente en la magnitud de los costos percibidos por los usuarios. Por defecto, y a menos que el usuario encuestado recomiende otra segmentación, el corto tiene una duración de un día; el medio, una semana y el largo un mes.

- Cantidad a racionar: cantidad de gas natural agregada que no será entregada a los usuarios y que se distribuye por usuarios según las reglas que se determinen para tal fin.

Dentro del proceso, y para fines del ejercicio de creación de un mercado hipotético, se plantea la existencia de un agente racionador, entendido como el agente responsable de anunciar el racionamiento y sus características (duración, cantidad y usuarios susceptibles a ser racionados). Las principales funciones del agente racionador son:

- Definir la duración del racionamiento: establecer si el evento será de carácter corto, medio o largo, en función de las condiciones del sistema y de la necesidad de ajuste en la oferta.

- Determinar los usuarios susceptibles a ser racionados: seleccionar a quiénes se podrá racionar (por sector, región o perfil de consumo), así como también a quiénes se protegerá de la restricción (aquellos que no serán racionados bajo ninguna circunstancia).

- Establecer la magnitud total a racionar**:** cuantificar el volumen de gas que se retirará del sistema**,** distribuyéndolo entre los distintos grupos de usuarios de acuerdo con criterios técnicos, económicos o de equidad.

El mercado hipotético de «no racionamiento»

Para valorar el costo del racionamiento se plantea un mercado hipotético, en el cual se subasta el «ticket de no racionamiento» durante el evento previamente anunciado. El «ticket de no racionamiento» representa el derecho de un usuario a mantener su suministro en lugar de ser racionado, su precio se expresa en unidades monetarias por volumen de gas (COP/m3 o USD/GBTU) y la única forma de adquirirlo es a través de una subasta que realiza el «agente subastador».

El agente subastador es hipotético y está representado por la persona que hace la encuesta a cada usuario. En el mercado hipotético se consideran los siguientes elementos:

- El agente subastador organiza y ejecuta la subasta de los «ticket de no racionamiento». Define la cantidad máxima de tickets disponibles en cada subasta.

- Usuarios compradores: son los usuarios que participan en la subasta y adquieren el ticket al precio único de cierre de la subasta. Este precio refleja «precio del ticket de no racionamiento» en el mercado hipotético.

Se entiende entonces que una vez anunciado el evento de racionamiento, cada usuario susceptible de ser racionado se enfrenta a la duda de comprar o no el «ticket de no racionamiento» mediante la siguiente pregunta:

Para un «precio de ticket de no racionamiento» dado ¿estaría dispuesto a evitar el racionamiento?; esto es: ¿Estaría dispuesto a pagar por el «ticket de no racionamiento» para evitar ser racionado en el evento?

Si el usuario responde **sí:**

- Se le garantiza el suministro de gas natural que tenga contratado con su vendedor de gas natural; el 100% de su demanda.
- Pagará a su vendedor de gas natural conforme las condiciones del contrato. Esto es, que pagará la tarifa de gas.

- Deberá pagar el «precio del ticket de no racionamiento» por el total del gas no racionado al precio de cierre de la subasta del mercado hipotético.

Si el usuario responde **no**:

- Se le raciona el 100% del gas natural y no recibirá gas natural durante el evento de racionamiento, a pesar de los contratos que tenga firmados de suministro.
- Afrontará las consecuencias de ser racionado durante el periodo de racionamiento.
- Recibirá los perjuicios económicos o de bienestar derivados del evento de racionamiento y su decisión de no evitar el racionamiento. Estos perjuicios están asociados con la eventual sustitución de gas, reducción en producción, costos por deterioro de productos, puesta en marchas o paradas, daños en instalaciones, entre otros asuntos.

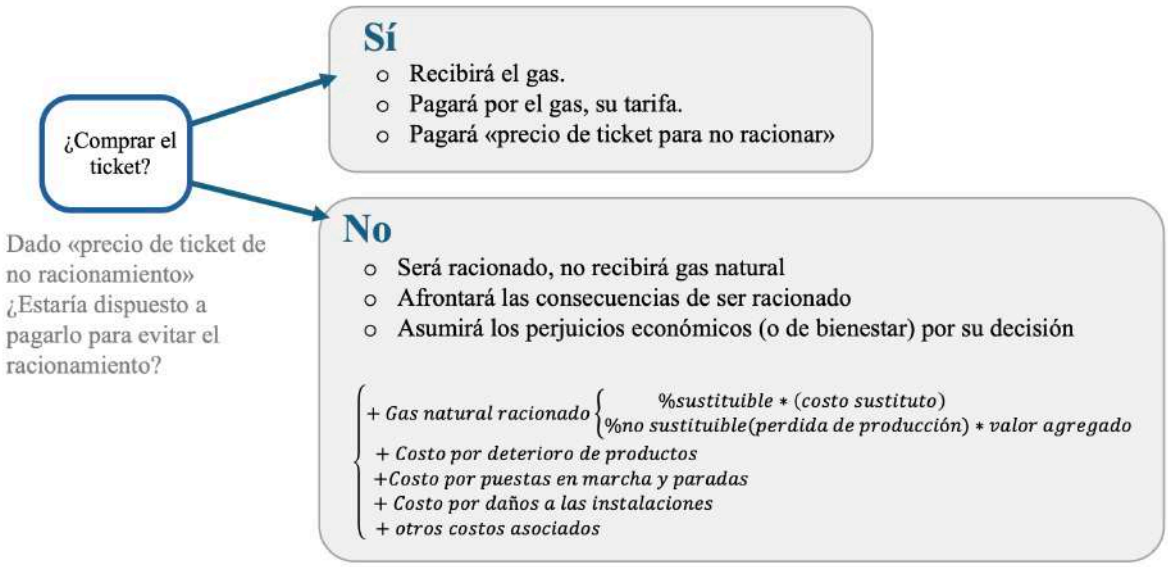


Figura 2. Decisión que enfrenta un usuario susceptible de ser racionado en el mercado hipotético. Elaboración propia

Perjuicio debido al racionamiento

El perjuicio debido al racionamiento corresponde al conjunto de costos económicos y productivos que enfrentan los usuarios como consecuencia de experimentar un racionamiento de gas natural. Este costo no se limita al valor del gas que deja de consumirse, sino que incluye todos los efectos asociados a la interrupción, tanto directos como indirectos. Se estima como:

$$Perjucio = \begin{cases} + \, Gas\ natural\ racionado \begin{cases} \%sustituible * (costo\ sustituto) \\ \%no\ sustituible(pérdida\ de\ producción) * valor\ agregado \end{cases} \\ + \, Costo\ por\ deterioro\ de\ productos \\ + Costo\ por\ puestas\ en\ marcha\ y\ paradas \\ + \, Costo\ por\ daños\ a\ las\ instalaciones \\ + \, otros\ costos\ asociados \end{cases}$$

Pregunta complementaria de compensación

Una forma alternativa de plantear la pregunta resulta de construir un mercado hipotético de compensación. Si bien esta no es la pregunta central del modelo planteado, sí es utilizado como pregunta alterna en la investigación, mediante un acercamiento a la pregunta ¿Aceptaría una compensación económica dada para aceptar ser racionado? En este caso si la respuesta es afirmativa el usuario es racionado, asume las consecuencias del racionamiento y recibe la compensación económica aceptada. Si la respuesta es negativa el usuario no es racionado, recibe el gas natural y paga el gas natural al precio de la tarifa.

Demanda total racionada

En un escenario en el que se conoce exactamente quién fue racionado y quién no, bajo un conjunto de condiciones de racionamiento θ (que incluye su duración), la demanda nacional racionada puede calcularse a partir del racionamiento que fue sujeto cada uno de los usuarios del sistema, así:

$$Q^{\theta}_{Racionada\ país} = \sum_{i=1}^{N} Demanda_i \cdot OR_i^{\theta}$$

Donde $Q^{\theta}_{Racionada\ país}$ es la demanda total racionada, expresada en m3 o MTBU; $Demanda_i$ es la demanda de gas natural del usuario i durante el evento de racionamiento, expresada en m3 o MTBU. A quien se le raciona el 100% de su demanda; OR_i^{θ}: es una variable que toma el valor 1 (uno) si el usuario i fue racionado y 0 (cero) en caso de que el usuario no sea racionado y N el Total de usuarios.

El valor esperado de la demanda nacional racionada

Una vez se ha anunciado un racionamiento y con ello los usuarios susceptibles a ser racionados, cada uno de los usuarios del país tiene una probabilidad de ser racionados. Esta probabilidad de ser racionados dependerá de la disposición a pagar para evitar el racionamiento. Un usuario dispuesto a pagar más para evitar el racionamiento tendrá menos probabilidad de ser racionado, mientras que un usuario dispuesto a pagar menos para evitar el racionamiento tendrá una mayor probabilidad de ser racionado. Así, el valor esperado de la demanda del país que será racionada es:

$$E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país}\right) = \sum_{i=1}^{N} Demanda_i \cdot \pi_i^{\theta}$$

Donde $E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país}\right)$ es el valor esperado de la demanda total racionada, expresada en m^3 o MTBU; $Demanda_i$ es la demanda de gas natural del usuario i durante el evento de

racionamiento, expresada en m^3 o MTBU; π_i^{θ} es la probabilidad de que el agente sea efectivamente racionado bajo determinadas condiciones del evento de racionamiento y su disposición a pagar el costo de racionamiento (tarifa más «precio ticket por no racionar»)

De esta manera, el costo de racionamiento se entiende como aquel precio que se pagará en racionamiento (tarifa más «precio ticket por no racionar») de tal forma que el valor esperado de la demanda total racionada sea igual a las cantidades que el agente racionador necesita racionar. El costo de racionamiento logra que $E\left(Q^{\theta}_{Racionada\ país}\right)$ sea igual a lo que se necesita racionar.

Probabilidad de evitar el racionamiento

En el marco del mercado hipotético, cada cliente enfrenta la decisión de evitar o no el racionamiento durante el evento anunciado. Para modelar esta elección se usa un modelo de elección discreta del tipo logit, en el cual la variable dependiente corresponde a la probabilidad de evitar ser racionado bajo un ticket determinado, en función de las características del cliente, las condiciones del racionamiento anunciado y los perjuicios que representa ser racionado.

La probabilidad de ser racionado se definió anteriormente como π_i^{θ} que es una función del precio de racionamiento de racionamiento y otras variables. Para estimar esta probabilidad se emplea un modelo logit. Formalmente, la probabilidad de que un usuario i evite el racionamiento bajo el ticket j se expresa como:

$$\boldsymbol{\pi}^{*}(Y_{ij} = 1|X_{ij}) = \frac{1}{1 + e^{-X_{ij}}}$$

Donde:

- π^{*}_{ij}: probabilidad de que el usuario i evite el racionamiento para el ticket j. De esta manera, $1 - \pi^{*}_{ij} = \pi_i$.

- $Y_{ij} = 1$ Es la variable explicada del modelo. Si el cliente i decide evitar el racionamiento bajo el ticket j. En la entrevista a cada usuario se le pregunta para un «precio de ticket de no racionamiento» si evitaría el racionamiento. Si la respuesta es sí: $Y_{ij} = 1$.

- $Y_{ij} = 0$ Es la variable explicada del modelo. si el cliente i es efectivamente racionado bajo el ticket j. En la entrevista a cada usuario se le pregunta para un «precio de ticket de no racionamiento» si evitaría el racionamiento pagando el ticket. Si la respuesta es no: $Y_{ij} = 0$.

- X_{ij} es la combinación lineal de las variables explicativas:

$$X_{ij} = \beta_0 + \beta_1 Ticket_{ij} + \sum_{R \in Región} \alpha_R Región_{ijR} + \sum_{S \in Sector} \alpha_S Sector_{ijS}$$

Donde:

- $Ticket_{ij}$: Precio a pagar (COP/m^3 o US$/MBTU) para evitar el racionamiento, durante el periodo de racionamiento, en caso de que logre evitar el racionamiento del individuo i para el precio del ticket j.
- El modelo considera efectos por región. Dada la característica del proyecto, se tienen en cuenta las regiones donde se realizan las encuestas y se recopila la información. En total son 8 regiones, por lo cual se tienen variables binarias en cada región (1 si el individuo i, con el ticket j pertenece a la región S; 0 en caso contrario).
- El modelo considera efectos por sector. Dado que se realizan encuestas por sector, también se incluyen en el modelo. Para cada sector, se tiene una variable binaria: 1 si el individuo (o empresa) i con el ticket j pertenece al sector S; 0 en caso contrario.

Costo de racionamiento

El siguiente paso consiste en derivar el costo económico del racionamiento. Para ello, se integra la información sobre la tarifa vigente, el valor del ticket de no racionamiento. En este sentido, el costo de racionamiento se define como:

$$CR_i^{\theta} = Tarifa_i + Ticket_i$$

En este contexto, la probabilidad de racionamiento π_i^{θ} no es un valor fijo, sino que depende del costo de racionamiento (CR_i^{θ}). En particular, cuando el precio del ticket es bajo, un mayor número de usuarios estaría dispuesto a adquirirlo, reduciendo así la probabilidad de ser racionados y, en consecuencia, la demanda racionada esperada a nivel nacional. Por el contrario, cuando el precio del ticket es alto, menos usuarios deciden evitar el racionamiento, lo que incrementa la probabilidad de ser racionados y, por tanto, la cantidad de gas racionada.

Si se considera π_i^* como la probabilidad de que usuario i evite el racionamiento, se puede demostrar que el costo de racionamiento para este usuario está dado por la siguiente expresión, que puede ser utilizada para estimar el costo de racionamiento asociado a la probabilidad de este de evitar el racionamiento.

$$CR_i = Tarifa_i + \frac{-\ln\left(\frac{1}{\pi_i^*} - 1\right) - \sum VE_i}{\beta_{ticket}}$$

Donde $\sum VE$ hace referencia a la suma de los efectos de todas las variables explicativas en una regresión logística entre "evitar el racionamiento" y el ticket de racionamiento. Y β_{ticket} es el coeficiente que multiplica el precio del ticket en la misma regresión.

7. Segmentación, encuestas y formularios

Objetivo de la sección

Definición metodología 4. Definir la segmentación geográfica, sectorial y temporal, necesaria para estimar y aplicar el costo de racionamiento, conforme lo establecido en la obligación 2 (Conceptualización), en conjunto con la UPME.

Definición metodología 7. Revisar el tamaño y distribución de la muestra estadística propuesta por la UPME (ver siguiente tabla -ver estudios previos) a fin de estimar la representatividad y significancia de la misma. Precisar la distribución de la muestra a nivel de subsectores productivos según su clasificación con relación al consumo de los usuarios. Proponer, si es el caso, modificaciones dentro del alcance de este contrato.

Segmentación

La segmentación se realizó con el objetivo de que el cálculo del costo de racionamiento pudiera considerar y reflejar la diversidad de condiciones de consumo, vulnerabilidad y localización de los usuarios del servicio de gas natural entre los participantes del estudio. Asimismo, esta segmentación permitió estructurar las encuestas, el modelo y los análisis según características diferenciadas de los grupos identificados.

Segmentación temporal

Se contempla la diferenciación según la duración del racionamiento en tres segmentos, cuyas duraciones se consultarán en las encuestas. Se define un periodo de duración por defecto, que puede ser modificado por el encuestado.

- Corto. Un día.
- Medio. Una semana.
- Largo. Un mes

Segmentación sectorial

Se adoptan los siete sectores definidos por la UPME en los términos de referencia:

- Residencial
- Terciario (comercio y servicios)
- Industrial
- Vehicular
- Termoeléctrico
- Petrolero
- Compresores

Segmentación geográfica

Se consideran las regiones establecidas a partir de los nodos operativos definidos por la UPME en los términos de referencia o de agrupaciones regionales funcionales:

- Centro,
- Costa Atlántica,
- Costa Interior
- CQR,
- Magdalena Medio,
- NorOriente,
- NorOccidente,
- SurOccidente
- Tolima-Huila.

Muestra

La UPME propone inicialmente una muestra de 424 encuestas como insumo preliminar del estudio que es útil como punto de partida, acogida como el número total de encuestas a realizar para dar cumplimiento a los términos de referencia.

Se observa que la muestra UPME reproduce parcialmente la estructura regional del universo, particularmente en las regiones Centro y Sur Occidente, donde las proporciones asignadas por la UPME (33,71 % y 11,14 %, respectivamente) se aproximan a las distribuciones observadas en el SUI (35,26 % y 12,36 %). Sin embargo, también se identifican desviaciones relevantes. El número total de encuestas y su distribución sectorial y regional se definieron con el propósito de alcanzar la suficiencia informativa dentro de cada segmento de análisis. Esto significa realizar encuestas hasta capturar de manera adecuada las características y variaciones propias de cada grupo, priorizando la relevancia cualitativa y la diversidad estructural sobre la representatividad estadística. El proceso detallado para establecer y cumplir con esta lógica de selección se trata en los Productos 3 y 4 de la consultoría.

Limitaciones

El diseño muestral utilizado en esta consultoría tiene como propósito estimar el costo de racionamiento del gas natural en la muestra recolectada, de acuerdo con la metodología propuesta para este estudio. Con este fin se estructuraron y aplicaron las encuestas correspondientes.

Aunque en algunas secciones de este documento se presentan estadísticas descriptivas de las respuestas obtenidas en las encuestas realizadas, dichos resultados no deben interpretarse como conclusiones representativas para variables específicas. El diseño muestral no está orientado a identificar las condiciones socioeconómicas del país, caracterizar la demanda de gas natural, sus productos complementarios o sustitutos, ni a describir los usos o comportamientos de consumo de los usuarios de gas natural en Colombia. Cualquier interpretación en ese sentido sería metodológicamente inapropiada.

En consecuencia, la información estadística presentada en algunas secciones cumple únicamente una función ilustrativa dentro del marco general del estudio. Cualquier análisis concluyente sobre variables específicas en sectores, regiones o segmentos requeriría un estudio independiente con un diseño muestral construido para dicho fin.

Encuestas por realizar

Se establecen los agentes que serán objeto de búsqueda de información según su representatividad para un total esperado de 424 encuestas, conforme los términos de referencia que dan lugar a esta consultoría. 94 de estas encuestas se esperan para el sector residencial y 330 en los demás sectores. Con la distribución según la siguiente tabla.

Tabla 3. Encuestas a realizar, con la distribución definida

ítem	valor	Comentario
Total de encuestas	424	Total de encuestas según términos de referencia
Total de encuestas residencial	94	Total de encuestas residencial a realizar
Total de encuestas industrial y terciario	330	Total de encuestas industrial y terciario a realizar

Distribución de encuestas a realizar									
Región	Total	Residencial	Industrial y terciario	Sectores					
				Terciario	GNCV	Industrial	Termo eléctrico	Petróleo	Compresores
Centro	174	48	126	30	7	79	2	3	5
Costa Atlántica/ Interior	92	16	76	8	1	58	7	1	1
CQR	24	5	19	5	1	13	0	0	0
Magdalena Medio	12	3	9	2	1	5	0	1	0
Nor Occidente	36	6	30	6	3	19	1	1	0
Nor Oriente	25	7	18	4	1	13	0	0	0
Sur Occidente	45	5	40	7	1	29	2	0	1
Tolima Huila	16	4	12	4	0	7	0	0	1
Encuestas a realizar	**424**	**94**	**330**	**66**	**15**	**223**	**12**	**6**	**8**

Formularios

Para la elaboración de las encuestas se aplican dos instrumentos para la recopilación de la información. Uno para los usuarios residenciales y otro para los usuarios industriales y terciarios. Al igual que en el estudio de Econometría (2015) se busca homogenizar las variables relevantes a consultar a través de pocos formularios, que se describen a continuación.

Descripción del Formulario Residencial

El Formulario Residencial constituye una herramienta fundamental para la estimación del costo de racionamiento de gas natural en el sector residencial colombiano, en el marco del estudio desarrollado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el Consorcio METGAS. Su diseño metodológico permite recopilar información precisa, verificable y representativa de los hogares usuarios del servicio, orientada a cuantificar los impactos económicos, sociales y operativos asociados a posibles interrupciones del suministro.
El instrumento se estructura en siete componentes principales, los cuales permiten abordar de manera integral las dimensiones técnicas, económicas y conductuales del consumo residencial de gas natural:

Caracterización del hogar: recopila información sociodemográfica, económica y territorial que permite contextualizar las condiciones de cada vivienda, su nivel de ingreso, estrato socioeconómico y tipo de tenencia. Este bloque constituye la base para la segmentación y el análisis diferenciado de los resultados.

Usos del gas natural e infraestructura del servicio: examina las aplicaciones residenciales del gas (cocción, calentamiento de agua, climatización, lavandería, entre otros), los patrones de consumo y la estructura tarifaria registrada en la factura del servicio, aportando datos esenciales para la modelación de la demanda y los costos asociados al suministro.

Alternativas de sustitución y resiliencia energética: identifica los sustitutos disponibles (electricidad, GLP, carbón, leña u otros), los equipos eléctricos complementarios y las restricciones económicas, técnicas o ambientales que enfrentan los hogares ante la falta del servicio de gas natural. Este componente resulta clave para evaluar la capacidad de respuesta y adaptación de los usuarios frente a un evento de racionamiento.

Estimación de perjuicios por racionamiento: cuantifica los efectos económicos y funcionales que el hogar experimentaría ante tres escenarios de interrupción (1 día, 1 semana y 1 mes), considerando los costos adicionales asociados a la sustitución energética y la pérdida de confort doméstico. La información recopilada permite estimar los costos directos e indirectos del racionamiento en el sector residencial.

Historial de interrupciones: documenta experiencias previas de desabastecimiento y los gastos asumidos por los hogares en eventos reales, complementando la valoración económica y la percepción de vulnerabilidad frente al servicio.

Disposición a pagar (DAP o WTP en inglés): mide la voluntad del hogar de pagar un monto adicional para evitar un racionamiento, bajo un esquema hipotético de continuidad garantizada del servicio. Este componente permite estimar el valor económico que los usuarios asignan a la confiabilidad del suministro.

Disposición a ser compensado (DC o WTA en inglés): explora el nivel mínimo de compensación que los hogares considerarían justo por permanecer sin servicio, aportando una base para valorar los costos sociales del racionamiento y los mecanismos de equidad en la compensación.

En conjunto, el formulario integra aspectos de caracterización, consumo, sustitución, valoración económica y percepción del servicio, consolidándose como una herramienta estratégica para el análisis integral del impacto del racionamiento de gas natural en los hogares colombianos, en coherencia con los principios de transparencia, confidencialidad y protección de datos establecidos en la Ley 1581 de 2012 y el Decreto 1377 de 2013.

Descripción del Formulario de empresas

El Formulario para empresas es un instrumento técnico diseñado para la estimación de los costos asociados al racionamiento de gas natural en sectores distintos al residencial colombiano, en el marco del estudio liderado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y ejecutado por el Consorcio METGAS. Su objetivo es cuantificar los impactos operativos, económicos y productivos derivados de interrupciones en el suministro de gas natural, considerando las características energéticas, tecnológicas y de gestión propias de las empresas del país.

El formulario se compone de nueve secciones principales, estructuradas para garantizar una visión integral de la cadena operativa y energética de cada consumidor, permitiendo analizar tanto los efectos directos del racionamiento como la capacidad de respuesta y adaptación del sector:

Datos generales: recoge información institucional, ubicación, tamaño, actividad económica (CIIU), estructura corporativa y características productivas, con el fin de establecer la línea base de análisis sectorial y regional.

Costos y consumo de gas natural: identifica las condiciones contractuales, modalidades de suministro, estructura tarifaria y evolución del consumo energético, permitiendo calcular el peso del gas natural en los costos operativos del consumidor y su relación con la productividad.

Procesos industriales: describe los usos específicos del gas natural dentro del proceso productivo, la distribución por tipo de aplicación (vapor, calor directo, cogeneración, etc.) y la criticidad de cada equipo o proceso, facilitando la identificación de vulnerabilidades ante una posible restricción del suministro.

Sustitución y resiliencia energética: evalúa la capacidad técnica y operativa de los consumidores para reemplazar el gas natural por otros combustibles (ACPM, GLP, electricidad, fuel oil, entre otros), así como las limitaciones económicas, normativas o logísticas asociadas al uso de sustitutos. Este bloque permite estimar el grado de resiliencia y continuidad productiva frente a emergencias energéticas.

Historial de interrupciones: recopila información sobre eventos previos de desabastecimiento, tiempos de respuesta y medidas de contingencia aplicadas,

proporcionando evidencia sobre la experiencia y capacidad de gestión ante escenarios de riesgo energético.

Estimación de perjuicios por racionamiento: cuantifica los impactos económicos y técnicos derivados de un racionamiento de corta (1 día), media (1 semana) y larga duración (1 mes), diferenciando entre pérdidas de producción, costos adicionales, daños técnicos y penalidades contractuales. Esta información constituye la base para estimar el costo social y productivo del racionamiento al sector industrial y terciario.

Disposición a pagar (DAP o WTP en inglés): analiza la voluntad de los consumidores de asumir un pago adicional o "ticket de no racionamiento" para garantizar la continuidad del suministro durante eventos de restricción. Este componente permite valorar el costo percibido de la confiabilidad energética desde la perspectiva del sector.

Disposición a ser compensado (DAA o WTA en inglés): determina el nivel mínimo de compensación que los consumidores de este sector considerarían justo por permanecer sin servicio de gas natural, aportando insumos para el diseño de mecanismos de compensación o seguros energéticos en escenarios de contingencia.

Disposición a vender gas no excedentario (aplica a usuarios no regulados): indaga sobre la disposición de los usuarios no regulados a comercializar parte de su gas contratado durante situaciones de racionamiento, estimando los márgenes de reventa y la respuesta potencial del mercado secundario.

El formulario terciario e industrial permite, en conjunto, caracterizar el comportamiento energético y productivo del sector frente a un racionamiento, estimar los costos directos e indirectos asociados, y analizar las preferencias económicas de pago, compensación y sustitución. Su aplicación sigue los principios de confidencialidad, rigor técnico y protección de datos establecidos por la Ley 1581 de 2012 y el Decreto 1377 de 2013, garantizando el uso exclusivo de la información con fines académicos, estadísticos y de planificación energética.

Nota sobre GNVC

Dadas las características técnicas del uso del gas natural para movilidad y las condiciones de contexto durante las entrevistas a estos usuarios, se implementa un formulario más ágil que aquel desarrollado para los demás sectores. Manteniendo asuntos clave sobre disposición a pagar, a ser compensado.

Operativo de campo para encuestas

La planeación operativa se propone a través de seis etapas: Preparación y planificación de la encuesta; selección y capacitación de encuestadores; implementación de la encuesta;

procesamiento y validación de los datos; análisis de datos y elaboración de reportes; presentación y difusión de resultados.

Preparación y planificación de la encuesta

Para el inicio de las labores en campo se seleccionó a dos personas quienes realizaran el agendamiento a las industrias, las cuales están listadas en la base de datos revisada por el profesional en logística.

La estructura de la encuesta contempla la inclusión de preguntas cerradas, orientadas a facilitar el análisis estadístico de los datos recopilados, así como preguntas abiertas que permiten obtener información cualitativa más detallada sobre las percepciones, experiencias y expectativas del público objetivo.

Se propone la siguiente estructura organizacional de campo:

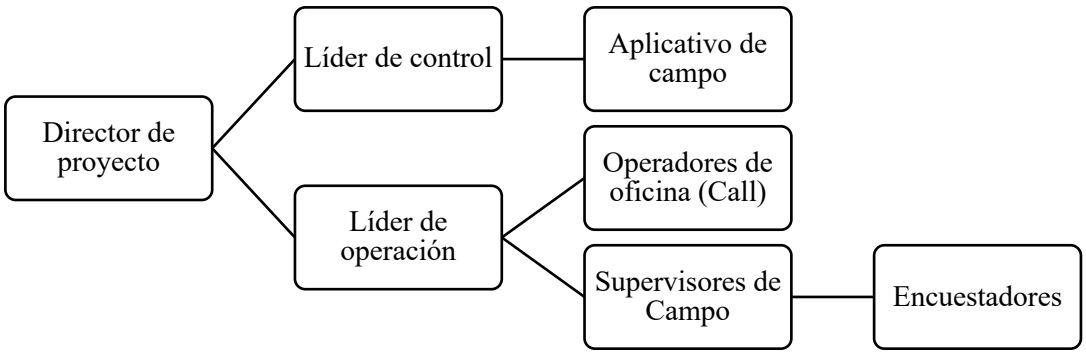


Figura 3. Estructura organizacional de campo

Selección y capacitación de encuestadores

Establecer el perfil específico del personal de campo requerido, considerando las competencias técnicas, experiencia laboral, disponibilidad geográfica y condiciones operativas necesarias para cumplir con los objetivos logísticos del proyecto.

Se definió el perfil del grupo de encuestadores con base en los requerimientos logísticos del proyecto. Posteriormente, se coordina la forma de contratación del equipo de encuestadores, estableciendo criterios de sectorización según zonas geográficas, volumen de muestras por área y cantidad de encuestadores requeridos para cubrir eficientemente el trabajo de campo.

Se coordina la entrega de materiales y dispositivos móviles, gestionando de manera eficiente los recursos físicos y tecnológicos necesarios para la ejecución de las tareas. El equipo de encuestadores cuenta con elementos de identificación y, según lo establecido en los

agendamientos, se verifica si el personal requiere elementos de protección para ingresar a las instalaciones empresariales.

Implementación de las encuestas

Las encuestas se llevarán a cabo de forma presencial, conforme a los lineamientos establecidos en los requerimientos contractuales.

La encuesta corresponde un instrumento estructurado de levantamiento de información aplicado por el equipo designado por el Consorcio METGAS; no incluye intervención, diagnóstico técnico especializado, inspección de activos ni emisión de conceptos técnicos de instalaciones o procesos productivos, tampoco auditoría. La duración, el procedimiento y el perfil del personal encuestador se ajusta a la complejidad de cada proceso de encuesta.

Se coordinará la entrega de materiales y dispositivos móviles, gestionando de manera eficiente los recursos físicos y tecnológicos necesarios para la ejecución de las tareas. El equipo de encuestadores será carnetizado, y según lo establecido en los agendamientos, se verificará si el personal requiere elementos de protección para ingresar a las instalaciones industriales.

Así mismo, se deja evidencia digital de la realización presencial de las encuestas.

Procesamiento y validación de los datos

Supervisar la aplicación de encuestas, con el acompañamiento de los profesionales procesos industriales, logístico y estadístico.

Se realizará un proceso de supervisión para garantizar la calidad de la información recolectada. Esto incluye la verificación del cumplimiento de los protocolos establecidos, la revisión de los datos obtenidos y la evaluación del desempeño del equipo en campo. Esto será a cargo del líder de campo.

Análisis de datos y elaboración de reportes

La información obtenida será consolidada en una base de datos estructurada, con el fin de facilitar su procesamiento y análisis. Esta tarea estará a cargo del equipo de profesionales del Consorcio METGAS, quienes evaluarán los resultados para identificar los costos de racionamiento de gas natural.

8. Avance encuestas

Objetivo de la sección

Presentar cifras generales del avance de operativo de campo al momento de entrega de este informe

Encuestas realizadas

En la tabla presenta el avance de encuestas adelantado por el Consorcio al momento de realización de este informe.

Tabla 4. Avance del número de encuestas realizadas

REGION	Residencial	Cuota adicional	Industrial y terciario	Terciario	GNCV	Industrial	Termo_electrico	Petroleo	Compresores
Centro	48	9	30	10	1	19			
Costa Atlántica/ Interior	16	2	4			4			
CQR	5		0						
Magdalena Medio	3		0						
Nor Occidente	6		9			9			
Nor Oriente	7		0						
Sur Occidente	5	1	1			1			
Tolima Huila	3		0						
Total	**93**	**12**	**44**	**10**	**1**	**33**	**0**	**0**	**0**

Hasta ahora se han realizado así 149 encuestas (35.10% de las 424 esperadas en total); 105 en Residencial, más del 100% de las esperadas y 44 en los sectores terciario, GNV e industrial. En la industria se avanza con 33 encuestas ya realizadas.

Si bien no se ha avanzado en encuestas al sector de compresores, la retroalimentación recibida por las empresas de transporte en las jornadas de divulgación realizadas indica que estas encuestas pueden no ser necesarias para la realización de este estudio; toda vez que los compresores si bien consumen gas natural su operación es esencial para que el sistema de gas como un todo opere y así no es técnicamente factible considerar eventos de racionamiento en particular para este sector.

De otro lado, se han realizado jornadas de divulgación donde se ha participado con empresas del sector petrolero, en particular Ecopetrol. Se espera que las gestiones adelantadas por la UPME para lograr agendamiento con esta entidad permitan también aumentar el número de encuestas en este sector.

Sobre las plantas térmicas, se han programado agendamientos con ellas para las próximas semanas.

Una vez realizadas las encuestas, el equipo encargado del operativo de campo surte un proceso de gestión de calidad que toma algunos días llevar a base de datos del análisis

cuantitativo todas las encuestas. En las secciones siguientes se hace reporte y análisis de resultados que están ya disponibles en la base de datos para análisis.

9. Resultados encuestas residenciales

Objetivo de la sección

Presentar resultados parciales, a partir de la información hasta ahora obtenida en encuestas presenciales realizadas en el segmento residencial. Esta sección avanzará en nuevas versiones de este producto, también para los futuros productos de esta consultoría.

Avance de las encuestas

Tal como se aprecia en la Tabla 7, a la fecha se han realizado 105 encuestas presenciales en el segmento residencial, más del 100% de la muestra residencial prevista y equivale al 24,76% del total de las 424 encuestas del estudio. La distribución regional se presenta en la tabla siguiente: la Región Centro concentra el 54,29% de las encuestas residenciales, en coherencia con su mayor peso poblacional y de consumo dentro del marco muestral. Le sigue la región Costa Atlántica/Interior con el 17,14%, mientras que las demás regiones aportan porcentajes consistentes con su participación relativa en el universo de usuarios residenciales. Esta distribución refleja estrictamente la estructura real del mercado y garantiza la representatividad del diseño muestral.

Tabla 5. Avance de encuestas residenciales

Región	Encuestas residenciales realizadas	% de la muestra residencial
Centro	57	54,29%
Costa Atlántica/Interior	18	17,14%
CQR	5	4,76%
Magdalena Medio	3	2,86%
Nor Occidente	6	5,71%
Nor Oriente	7	6,67%
Sur Occidente	6	5,71%
Tolima–Huila	3	2,86%
Total general	105	100%

Sinapsis por componentes de formulario

Las cifras de esta sección describen exclusivamente el conjunto de hogares encuestados dentro de este estudio. Su propósito es caracterizar a dicho grupo y proporcionar parámetros de referencia que enriquezcan el análisis del costo de racionamiento.

1. Perfil socioeconómico de los hogares

El perfil de los hogares que participaron en el estudio muestra una concentración en estratos medios y bajos. Entre los encuestados, el 38,2% reportó pertenecer al estrato 2, el 30,9% al estrato 3 y el 16,0% al estrato 1. En términos de ingresos declarados, el 49,1% de estos hogares percibe entre 1 y 2 SMLV y el 23,5% menos de 1 SMLV, lo que ubica al 72,6% de la muestra en los rangos de ingreso más bajos. Geográficamente, se observó una mayor presencia de condiciones asociadas a vulnerabilidad entre los participantes de Magdalena Medio (64,9% en estrato 1) y la Costa Atlántica (33,2% en estrato 1)

2. Acceso al servicio y usos principales del gas natural

De los hogares encuestados, el 100% cuenta con medidor individual, lo que confirma una cobertura total en medición. El servicio se utiliza universalmente para la cocción de alimentos (100%). El calentamiento de agua alcanza una penetración del 18,9% a nivel nacional, destacándose CQR (38,5%), Sur Occidente (28,8%) y Centro (28,4%). El secado de ropa es marginal (1,3%) y otros usos domésticos son minoritarios.

3. Gasto del servicio, proporción frente al ingreso y estructura tarifaria

El gasto mensual promedio del servicio de gas natural declarado por los hogares encuestados es de $41.765 COP por hogar. Para el 56,1% de los usuarios este gasto representa menos del 5% del ingreso mensual, mientras que para un 32,4% oscila entre el 5% y el 10%. La tarifa promedio nacional asciende a $3.009,5 COP/m³, estructurada en suministro ($1.816,2), transporte ($672,7), distribución ($661,7), comercialización ($304,1) y otros cargos ($20,0). Tolima–Huila registra la tarifa más alta con $5.561,1 COP/m³, impulsada por mayores costos en transporte y comercialización.

4. Consumo mensual y diario

El consumo promedio reportado por los participantes es de 14,1 m³ por mes, con una variabilidad que oscila entre 2 y 72 m³ y una desviación estándar de 10,3 m³. El consumo diario promedio se sitúa en 0,4 m³. CQR (20,3 m³/mes) y Centro (17,6 m³/mes) muestran los mayores niveles de consumo, mientras que Nor Occidente (7,9 m³/mes) y Sur Occidente (10,1 m³/mes) presentan los valores más bajos.

5. Equipamiento doméstico asociado al gas natural

Entre los hogares encuestados, la estufa a gas natural es el equipo más extendido, con una penetración del 90,1% a nivel nacional. Los hornos a gas están presentes en el 24,2% de los hogares, especialmente en Nor Occidente (54,5%) y Sur Occidente (51,0%). Los calentadores de paso tienen una presencia del 7,9%, con mayor concentración en la región Centro (17,5%). Otros equipos, como chimeneas y secadoras, presentan una adopción inferior al 2%.

6. Patrones de uso semanal del servicio

El 56,2% de los hogares declara no presentar variaciones en el uso semanal del gas. Entre quienes sí reportan cambios (43,8%), la mayoría intensifica el consumo de lunes a viernes (59,4% nacional), mientras que el 29,6% lo hace principalmente los fines de semana. Se observan patrones extremos: en Nor Oriente, Sur Occidente y Magdalena Medio el uso se concentra exclusivamente entre semana; en CQR ocurre lo contrario, con mayor consumo los fines de semana (65,6%); y en Tolima–Huila el uso se focaliza el 100% en los fines de semana.

7. Sustitutos energéticos y disponibilidad de alternativas

Según lo reportado por los participantes, la principal alternativa de sustitución es la electricidad, disponible en el 59,8% de los hogares. El GLP en cilindro tiene baja prevalencia (7,6%) y el uso de carbón o leña alcanza el 9,7% nacional. No obstante, un 31,3% de los hogares declara no contar con ningún sustituto, un indicador crítico de vulnerabilidad. En regiones como Nor Occidente, Sur Occidente, Magdalena Medio y Tolima–Huila, el 100% de los hogares reporta contar con electricidad como respaldo, mientras que en la Costa Atlántica no se registran alternativas energéticas de sustitución, lo que aumenta el riesgo ante interrupciones prolongadas.

8. Perjuicios económicos declarados ante racionamientos del servicio (Costos de sustitución)

Los costos estimados por los participantes para sustituir la cocción de alimentos varían ampliamente según la duración del corte: $68.808 COP para un día, $321.410 COP para una semana y $991.090 COP para un mes. La vulnerabilidad económica se intensifica en racionamientos prolongados, especialmente en Tolima–Huila ($2.451.731 COP) y Nor Oriente ($2.208.095 COP). Incluso para interrupciones de un solo día, regiones como Nor Occidente registran costos superiores a $119.000 COP.

9. Disposición a pagar por evitar un racionamiento (WTP, DAP)

La disposición a pagar (WTP, DAP) muestra patrones distintos según la duración del racionamiento. Para un corte de un día, la aceptación es limitada (27,1%), centrada en montos entre $4.000 y $20.000 COP, aunque un grupo reducido (14,3%) estaría dispuesto a pagar hasta $200.000 COP. Para un corte de una semana, la WTP alcanza el nivel más alto (66,8%), con preferencias por montos intermedios ($40.000 COP) y altos ($200.000 COP). En el escenario de un mes, la disposición disminuye al 34,8%, predominando montos manejables entre $40.000 y $80.000 COP, mientras los valores altos pierden relevancia.

10. Disposición a ser compensado (WTA, DC)

La disposición a recibir compensación es alta y consistente: 80,1% para un día, 80,2% para una semana y 73,7% para un mes. Sin embargo, el monto mínimo exigido aumenta proporcionalmente con la severidad del corte. Para un día, predomina la expectativa de montos bajos como $4.000 COP. Para una semana, las preferencias se desplazan hacia rangos medios y altos, destacando un 23,3% que solicita $200.000 COP. En el escenario de un mes, las exigencias se concentran en los montos más altos: 25,4% exige $200.000 COP y 18,9% demanda $80.000 COP, lo que refleja el creciente reconocimiento del perjuicio económico asociado a interrupciones prolongadas.

Usos y aplicaciones

Consumo de gas natural en el sector residencial por región

El análisis del consumo residencial de gas natural (GN) permite establecer la magnitud de la demanda energética de los hogares en condiciones normales de suministro, lo cual constituye la línea base para evaluar los efectos potenciales de un racionamiento. Se tabula los valores promedio reportados por los usuarios residenciales para consumo diario (**CD_GN**), semanal (**CS_GN**) y mensual (**CM_GN**), mientras que la figura asociada resume visualmente las diferencias entre regiones.

Tabla 6. Consumo de gas natural por regiones y segmentación temporal

Región	**CD_GN**	**CS_GN**	**CM_GN**
Centro	0,6	4,0	17,0
NorOriente	0,4	2,7	11,4
Tolima Huila	0,4	2,7	11,7
Sur Occidente	0,3	2,4	10,1
Costa Atlántica	0,4	3,0	12,7
Magdalena Medio	0,4	2,8	11,9
CQR	0,7	4,7	20,3
Nor Occidente	0,4	2,5	10,6
Nacional	0,5	3,3	14,3

Entre los hogares encuestados, se registró un consumo promedio de 0,5 m^3 diarios, 3,3 m^3 semanales y 14,3 m^3 mensuales, valores que son consistentes con patrones residenciales de uso asociados principalmente a preparación de alimentos y, en menor medida, calentamiento de agua. Sin embargo, el análisis por regiones dentro de la muestra evidencia una variabilidad significativa en la intensidad de uso del GN dentro del segmento residencial. La Figura 4 presenta el consumo de gas natural por región.

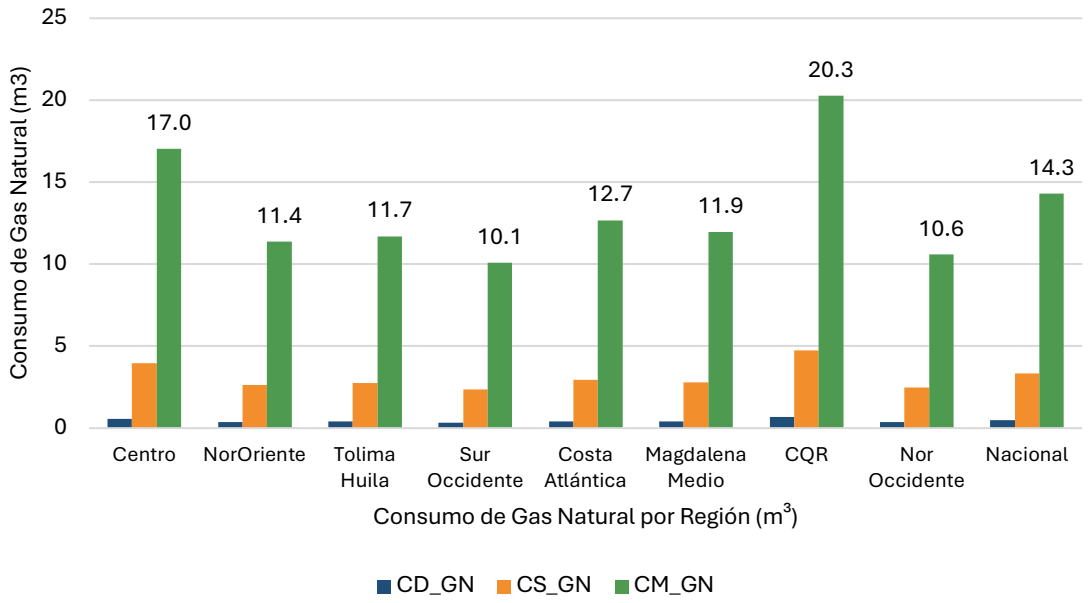


Figura 4. Consumos de gas natural por regiones y segmentación temporal.

Dentro de la muestra estudiada, los participantes de la región CQR registraron el consumo mensual promedio más alto (20,3 m³/mes), superando en más del 40% el promedio general de la muestra. Este resultado en el grupo encuestado sugiere una mayor frecuencia o duración de uso de los artefactos a gas entre los hogares de esta región que participaron en el estudio. En segundo lugar, se ubicaron los participantes de la región Centro, con 17,0 m³ mensuales.

Por el contrario, los participantes de las regiones Sur Occidente (10,1 m³) y Nor Occidente (10,6 m³) exhibieron los consumos promedio más bajos en la muestra. Las razones de esta diferencia podrían explorarse en factores como patrones de uso, disponibilidad de sustitutos energéticos o menor número de artefactos a gas en los hogares encuestados de estas zonas. Los participantes de regiones como Costa Atlántica, Magdalena Medio y Tolima–Huila presentaron consumos intermedios, en un rango entre 11 y 12,7 m³ mensuales.

Finalmente, la relación observada en la muestra entre el consumo diario y el mensual sugiere que, para los hogares estudiados, el uso residencial del GN es relativamente estable: la mayoría reportó un consumo entre 0,3 y 0,7 m³/día, evidenciando un patrón de uso continuo y no estacional en sus respuestas. Este comportamiento uniforme en el contexto del estudio implica que, para estos hogares, cualquier reducción temporal en el suministro podría traducirse en afectaciones proporcionales en su disponibilidad energética.

Aplicaciones residenciales del gas natural

Las aplicaciones del gas natural reportadas por los hogares encuestados permiten analizar las diferencias en los patrones de consumo observadas entre los grupos regionales de la muestra. Como se presenta en la Figura 5, se destaca únicamente los usos complementarios a la

cocción —un uso universal en la muestra y por ello no representado, al no aportar variabilidad—, lo que permite identificar qué aplicaciones adicionales están asociadas a una mayor magnitud del consumo mensual declarado.

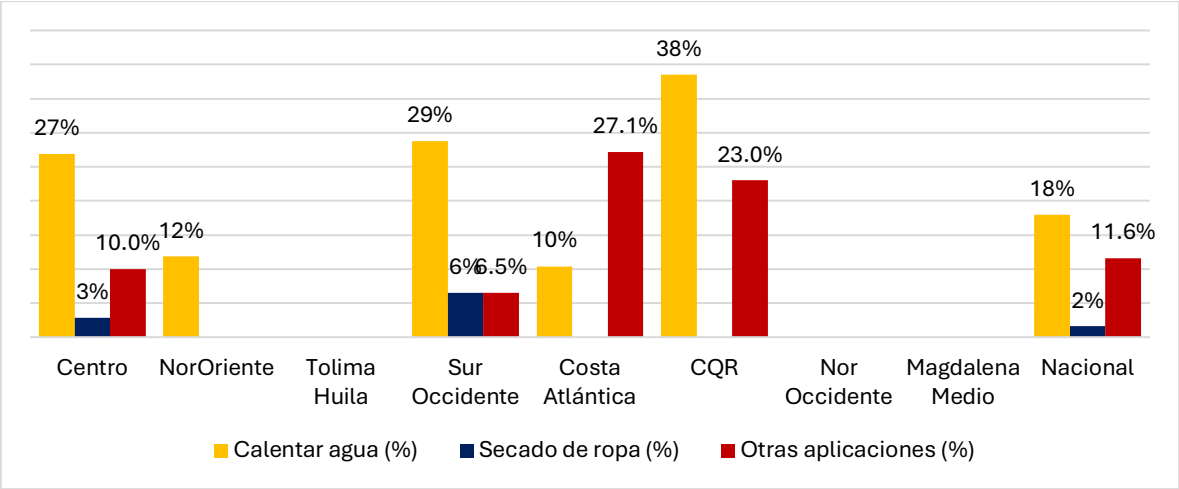


Figura 5. Aplicaciones residenciales del gas natural

Entre los hogares encuestados, el calentamiento de agua es la aplicación complementaria más relevante (18% de los casos), y su presencia en la muestra está asociada a los niveles de consumo residencial más altos. Los participantes de regiones como CQR (38%), Sur Occidente (29%) y Centro (27%) presentaron la mayor frecuencia de calentadores a gas, lo que coincide con los consumos mensuales más elevados reportados por estos grupos en la sección anterior. En contraste, entre los encuestados de regiones como Costa Atlántica (10%) y Nor Oriente (12%) se reportó un menor uso, mientras que en otros grupos territoriales de la muestra no se registró esta aplicación, lo que refleja diferencias en el equipamiento declarado.

El secado de ropa es un uso marginal en la muestra, con un 2% de adopción, concentrado principalmente entre los participantes de Sur Occidente (6%) y, en menor medida, del Centro (3%), sin reportes en los demás grupos. Por su parte, otras aplicaciones residenciales —hornos, parrillas y equipos auxiliares— alcanzaron un 11,6% en el total de encuestados, con una mayor diversificación reportada por los participantes de Costa Atlántica (27,1%), CQR (23%) y Centro (10%). En los demás grupos regionales de la muestra no se registraron estos usos adicionales.

En síntesis, las aplicaciones complementarias del gas natural reportadas en el estudio no solo muestran heterogeneidad, sino que también permiten comprender las diferencias en la demanda mensual observadas entre los grupos regionales de la muestra. Los grupos con mayor penetración reportada de calentadores y usos diversificados presentaron consumos significativamente superiores, lo que sugiere, dentro del contexto estudiado, una mayor dependencia relativa del GN en el ámbito residencial.

Equipos y procesos

El equipamiento doméstico vinculado al uso de gas natural reportado por los participantes constituye un factor asociado al consumo residencial declarado. El estudio consideró un conjunto amplio de artefactos —estufa, horno, parrilla, calentadores de paso y de piscina, chimenea, calefactores de ambiente, secadora de ropa, generador de emergencia, faroles o calefactores de terraza y otras aplicaciones—.

Entre los hogares encuestados, la estufa a gas es, con diferencia, el equipo de mayor prevalencia (69,3% de los casos), aunque con variabilidad entre los grupos territoriales. Entre los participantes de regiones como Tolima–Huila y Magdalena Medio se reportó un uso universal (100%), mientras que en el grupo de Nor Occidente se evidenció una adopción menor (26,6%), lo que podría indicar una mayor sustitución por otros energéticos en estos hogares. Esta diferencia en la muestra está relacionada con la magnitud del consumo reportado en cada grupo.

El horno a gas es el segundo equipo más frecuente en la muestra (18,4%), con una mayor presencia declarada en los grupos de Nor Occidente, Sur Occidente y Nor Oriente. La parrilla a gas —aunque marginal en el total de encuestados (1,1%)— destaca en el grupo CQR, donde se observó la mayor diversificación de usos del gas en actividades recreativas o complementarias.

Entre los equipos con mayor potencial para incrementar la demanda térmica se encuentran los calentadores de paso, reportados por el 6,3% de los hogares encuestados y más frecuentes en los grupos del Centro y Nor Oriente. Su presencia en la muestra guarda relación con los consumos mensuales más elevados declarados, dado que requieren cargas térmicas continuas. Los demás artefactos evaluados presentaron una adopción general muy baja en la muestra, aunque con algunos casos puntuales de mayor frecuencia en ciertos grupos (por ejemplo, secadoras entre los encuestados de Nor Occidente) que podrían asociarse a comportamientos de consumo diferenciados dentro de la muestra (Figura 6).

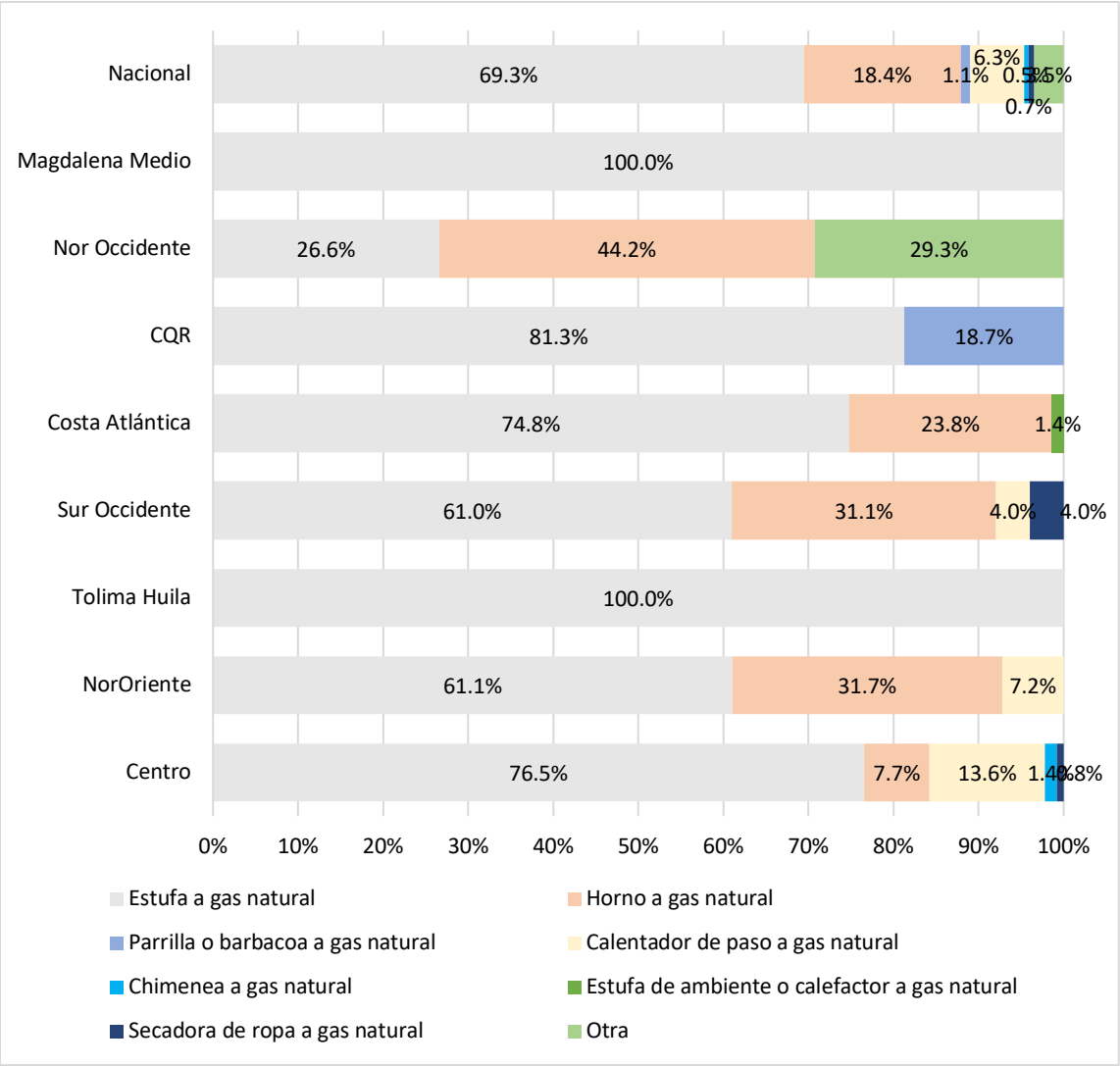


Figura 6. Equipos y procesos

Es importante resaltar que, según los reportes de los participantes, no solo la presencia de estos equipos incide en el consumo, sino también factores como la eficiencia energética, el estado de mantenimiento, la edad del artefacto y la frecuencia de uso. Equipos antiguos, poco eficientes o sin mantenimiento adecuado pueden incrementar la demanda incluso en hogares con configuraciones similares, mientras que dispositivos modernos o de mayor eficiencia tienden a reducirla.

En conjunto, la evidencia recopilada en este estudio muestra que la diversificación y el desempeño energético del equipamiento doméstico reportado constituyen elementos centrales para comprender la variabilidad en el consumo residencial observada entre los diferentes grupos de la muestra y para modelar la sensibilidad de los hogares encuestados frente a posibles escenarios de racionamiento.

Sustitutos energéticos y resiliencia de los hogares

La disponibilidad de sustitutos declarada por los hogares encuestados (Figura 7) condiciona la resiliencia energética que ellos mismos reportan ante una eventual interrupción del gas natural. Como se observa en la muestra, la alternativa de respaldo más común entre los participantes es la electricidad: el 59,8% de los hogares encuestados declara contar con equipos eléctricos que les permitirían mantener actividades esenciales como cocinar o calentar agua. Sin embargo, esta capacidad es heterogénea entre los diferentes grupos de la muestra. Entre los participantes de regiones como Magdalena Medio y Sur Occidente se reportó una dependencia total de la electricidad (100%), mientras que en el grupo del Centro se declaró una disponibilidad limitada (35,1%) y una alta proporción de hogares sin ninguna alternativa (57,0%), lo que sugiere, dentro de la muestra, que este grupo presenta características asociadas a una mayor vulnerabilidad.

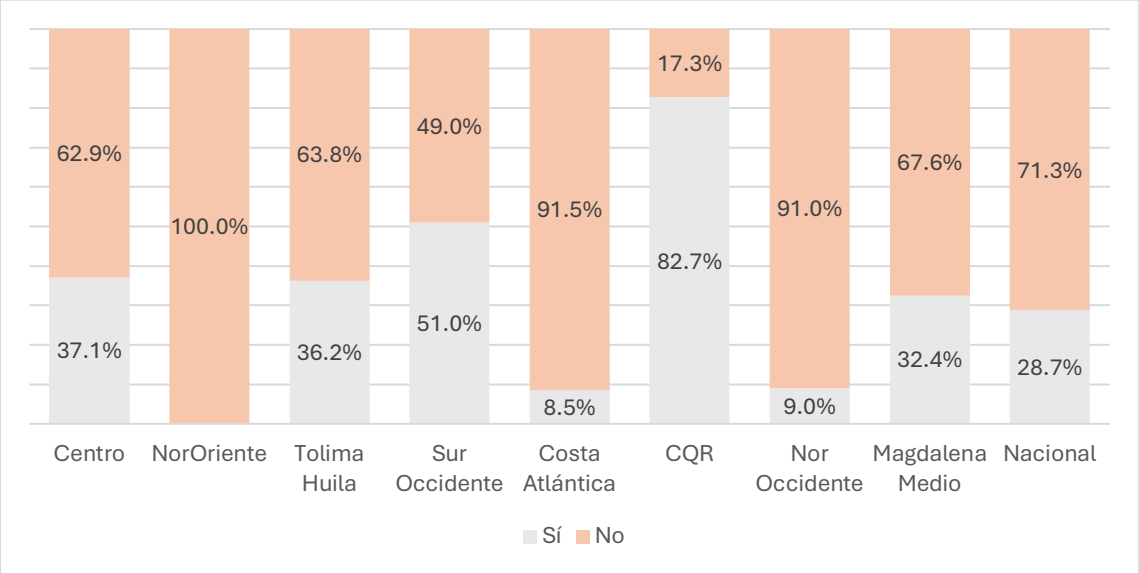


Figura 7. Posibilidad de sustituir el gas natural en las actividades del hogar

Tal como se aprecia en la Tabla 7, el GLP en cilindro tiene una presencia marginal en la muestra (7,6% de los casos) y aparece únicamente entre los participantes de CQR (52,1%) y el Centro (7,0%), indicando que, dentro de la muestra estudiada, su rol como sustituto potencial está concentrado. El uso de carbón o leña es igualmente reducido (9,7% del total de encuestados) y no se distribuye de manera significativa entre los diferentes grupos regionales de la muestra, lo que podría reflejar una baja pertinencia de estas opciones en el contexto urbano predominante entre los hogares encuestados.

Un hallazgo crítico en los datos recopilados es la proporción de hogares encuestados que declaró no contar con ningún sustituto: 31,3% del total. Entre los participantes de la Costa Atlántica, donde el 100% de los hogares reportó carecer de alternativas, y los del Centro, con más de la mitad de los hogares en esta condición, se observan los indicadores más altos de vulnerabilidad potencial declarada frente a un racionamiento. Este contraste dentro de la

muestra revela diferencias en la infraestructura doméstica y los hábitos energéticos reportados por los participantes.

Tabla 7. Porcentaje de hogares que sí cuentan con cada alternativa de sustitución

Región	Electricidad (%)	GLP (%)	Carbón/Leña (%)	No cuenta con sustitutos (%)	No sabe/No responde (%)
Centro	35,1%	7,0%		57,0%	7,9%
Costa Atlántica			100,0%		
CQR	47,9%	52,1%			
Magdalena Medio	100,0%				
Nor Occidente					
NorOriente					
Sur Occidente	100,0%				
Tolima Huila	47,0%				
Nacional	59,8%	7,6%	9,7%	31,3%	4,4%

En conjunto, los resultados de la muestra muestran que, aunque la electricidad es el respaldo predominante entre los encuestados, la capacidad de sustitución declarada del gas natural es desigual entre los diferentes grupos regionales del estudio. Estas variaciones observadas reflejan diferencias en los perfiles socioeconómicos, el equipamiento y la disponibilidad energética reportados por los participantes, lo que ayuda a comprender qué tipos de hogares, dentro de la muestra, cuentan con mayor flexibilidad percibida y cuáles reportaron enfrentar un mayor riesgo potencial ante interrupciones del servicio.

Disposiciones Económicas Asociadas al Racionamiento

La estimación de los costos económicos asociados al racionamiento del gas natural para el segmento residencial estudiado constituye un componente central del estudio, dado que permite aproximar el valor que los hogares encuestados asignan a la continuidad del servicio y evaluar indicadores de su vulnerabilidad declarada ante escenarios de interrupción. El análisis se fundamenta en tres métricas principales: el Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR), la Disposición a Pagar para evitarlo (DAP o WTP) y la Disposición a ser Compensado (DC o WTA). Mientras que el CPR refleja el perjuicio económico directo declarado asociado a la pérdida temporal del servicio, la DAP y la DC corresponden a estimaciones obtenidas mediante metodologías de valoración contingente, que permiten aproximar la valoración económica subjetiva que los participantes asignan a la continuidad o a la interrupción del suministro.

Estas variables se normalizaron por unidad de consumo reportada por cada hogar, lo que introduce un vínculo directo entre el patrón de consumo declarado y la magnitud del costo percibido. De esta forma, los costos estimados no solo capturan la importancia económica del gas natural para estos hogares, sino también cómo su uso —más intensivo o diversificado— modula su valoración económica del racionamiento. Las diferencias observadas entre los grupos regionales de la muestra en equipamiento, hábitos de consumo,

alternativas energéticas y dependencia funcional del gas se traducen en variaciones significativas en los costos declarados, aportando información crítica para el modelado de medidas de mitigación y compensación.

Perjuicios por racionar

El Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR) cuantifica el impacto económico que declaran percibir los hogares encuestados ante una interrupción del suministro de gas natural, expresado en COP por m³ no recibido. En la Tabla 8, se presentan los valores calculados del CPR para escenarios de 1 día, 1 semana y 1 mes, los cuales muestran patrones diferenciados entre los grupos regionales de la muestra y una marcada sensibilidad económica declarada frente al racionamiento.

Tabla 8. Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR) por Región y Horizonte Temporal (COP/m³)

Región	Tarifa Encuesta	1 día	1 semana	1 mes
Centro	$ 2.686	$ 223.870	$ 91.518	$ 98.519
Costa Atlántica	$ 3.166	$ 115.806	$ 120.752	$ 96.761
CQR	$ 3.270	$ 53.272	$ 14.181	$ 9.090
Magdalena Medio	$ 2.638	$ 28.624	$ 24.535	$ 43.652
Nor Occidente	$ 2.429	$ 430.522	$ 193.148	$ 79.558
NorOriente	$ 2.616	$ 269.747	$ 322.597	$ 227.191
Sur Occidente	$ 3.093	$ 61.378	$52.013	$ 31.786
Tolima Huila	$ 5.686	$ 215.763	$ 215.763	$ 208.522
Nacional	$ 2.948	$ 205.287	$ 121.876	$ 97.307

En la muestra estudiada, los resultados muestran que el CPR calculado es muy superior a la tarifa promedio pagada por los hogares encuestados (~2.948 COP/m³) en todos los horizontes temporales considerados:

- 1 día: 205.287 COP/m³
- 1 semana: 121.876 COP/m³
- 1 mes: 97.307 COP/m³

Esto indica que, para los participantes, la interrupción del servicio genera un perjuicio económico percibido entre 30 y 70 veces mayor que el costo habitual del gas que ellos reportan, lo que refleja la alta valoración que estos hogares asignan al servicio para las actividades domésticas.

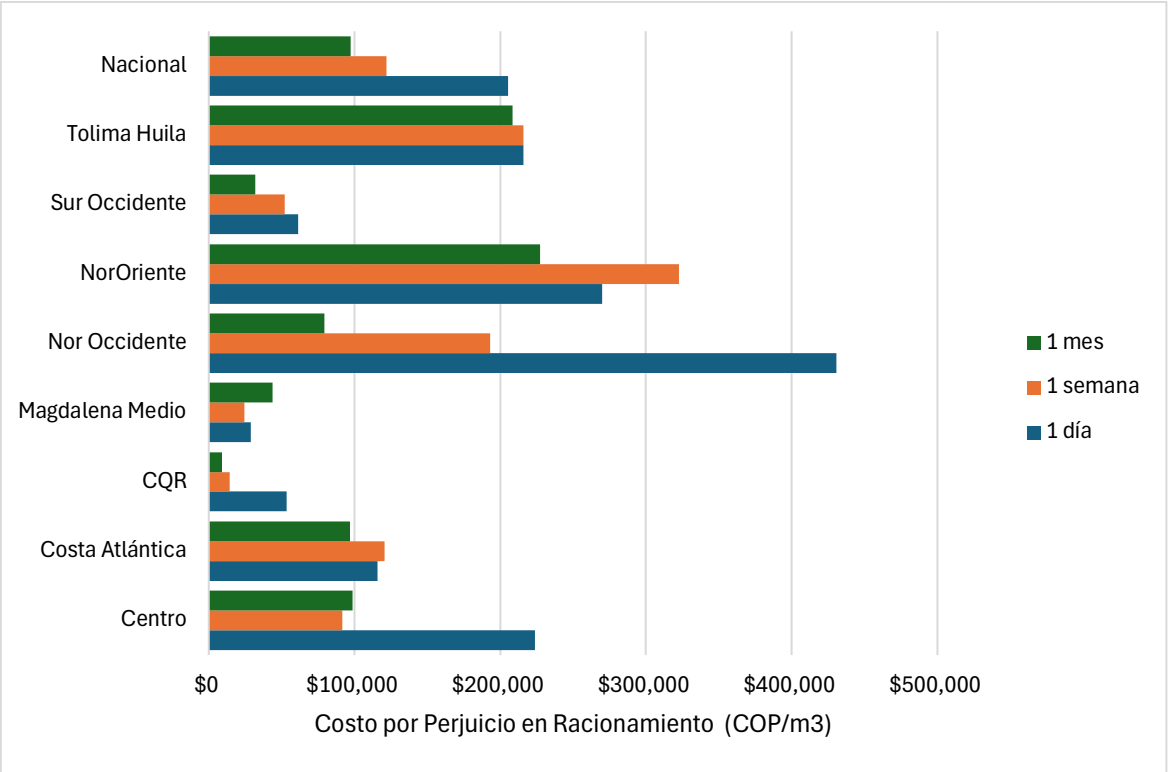


Figura 8. Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR) por Región y Horizonte Temporal (COP/m³)

Los resultados muestran una heterogeneidad considerable entre los diferentes grupos regionales de la muestra, evidenciando diferencias en el consumo, equipamiento, sustitutos y hábitos energéticos reportados:

- El grupo de Nor Occidente presentó los valores más altos en la muestra (430.522 COP/m³ en 1 día; 193.148 en 1 semana; 79.558 en 1 mes), lo que podría indicar una alta valoración del servicio y una resiliencia energética percibida como baja entre estos participantes.
- El grupo de Nor Oriente también reportó niveles elevados (269.747; 322.597; 227.191), destacándose por el CPR más alto dentro de la muestra en periodos largos.
- El grupo de Tolima–Huila mostró valores elevados (215.763 COP/m³ en los tres escenarios), asociado a un patrón de uso intensivo del gas declarado.
- El grupo del Centro exhibió valores intermedios pero significativos (223.870; 91.518; 98.519), consistentes con su alto nivel de equipamiento a gas reportado.
- El grupo de la Costa Atlántica presentó un CPR moderado y estable (115.806; 120.752; 96.761), sugiriendo hábitos de uso menos intensivos declarados o una mayor flexibilidad energética percibida.
- Los grupos de Sur Occidente (61.378; 52.013; 31.786) y CQR (53.272; 14.181; 9.090) mostraron los valores más bajos, lo que podría asociarse a una mayor disponibilidad de sustitutos declarada o una menor dependencia funcional percibida del gas.

• El grupo de Magdalena Medio presentó niveles bajos en los dos primeros escenarios (28.624; 24.535), aunque aumentó en el mensual (43.652), lo cual sugiere afectaciones percibidas crecientes en periodos prolongados para este grupo.

En conjunto, para todos los grupos de la muestra, el gas natural se percibe como un insumo crítico, aunque con distinta magnitud en el perjuicio declarado. En la mayoría de los grupos, el perjuicio por m^3 es mayor en interrupciones cortas (1 día) y disminuye en horizontes más largos. Este comportamiento observado puede explicarse por factores como:

• Ajuste progresivo: Con más tiempo, los usuarios podrían reorganizar actividades o implementar sustitutos.
• Efecto psicológico de adaptación: Las afectaciones inmediatas suelen percibirse como más disruptivas.
• Distribución del perjuicio en el tiempo: El impacto total puede ser alto, pero al normalizarlo por consumo, el valor unitario disminuye.

Los grupos de Nor Oriente, Nor Occidente y Tolima–Huila mantuvieron valores altos incluso a largo plazo, lo que podría señalar una menor capacidad de adaptación percibida. En contraste, los grupos de CQR, Sur Occidente y Magdalena Medio mostraron una reducción marcada del CPR, lo que refleja, dentro de la muestra, una mayor resiliencia energética declarada.

Implicaciones del análisis del CPR para el estudio

El análisis del CPR constituye un insumo clave en este estudio para:

• Identificar, dentro de la muestra, los grupos que reportan una mayor vulnerabilidad económica percibida.
• Evaluar cómo varía el perjuicio declarado según la duración del racionamiento.
• Señalar diferencias en la disponibilidad reportada de sustitutos o en la necesidad de estrategias de mitigación entre los grupos estudiados.
• Integrar estas percepciones en el modelado de compensaciones y en el análisis de escenarios de interrupción para el segmento residencial considerado.

Disponibilidad a pagar

La disposición a pagar (DAP) para evitar un racionamiento constituye un indicador clave de la valoración que los hogares encuestados otorgan a la continuidad del servicio de gas natural. Su magnitud está directamente influenciada por la estructura de consumo declarada y la relevancia funcional del gas reportada en cada grupo de la muestra.

Dado que la mayoría de los hogares encuestados utiliza el gas principalmente para cocción, una actividad de baja intensidad energética, los niveles de DAP reportados en la Tabla 9 tienden a ser reducidos en gran parte de la muestra. No obstante, en los grupos donde el gas cumple funciones adicionales declaradas (como calentar agua), la afectación percibida ante una interrupción es mayor y, en consecuencia, la DAP declarada suele incrementarse.

Tabla 9. Disposición a pagar (DAP) por región y duración (COP/m³)

Región	Tarifa Encuesta	1 día	1 semana	1 mes
Centro	$ 2.686	$ 22.850	$ 6.708	$ 3.160
Costa Atlántica	$ 3.166	$ 45.496	$ 8.044	$ 2.654
CQR	$ 3.270	$ 2.079	$ 990	$ 462
Magdalena Medio	$ 2.638	$ -	$ -	$ -
Nor Occidente	$ 2.429	$ -	$ -	$ -
NorOriente	$ 2.616	$ -	$ -	$36
Sur Occidente	$ 3.093	$ 233.014	$ 31.802	$ 7.421
Tolima Huila	$ 5.686	$-	$-	$-
Nacional	**$ 2.948**	**$ 34.324**	**$ 6.557**	**$2.351**

Entre los grupos territoriales de la muestra, el de Sur Occidente se destaca con la DAP más alta reportada: 233.014 COP/m³ para 1 día, 31.802 COP/m³ para 1 semana y 7.421 COP/m³ para 1 mes. Este comportamiento está alineado con su mayor diversidad de equipos a gas declarada y un consumo promedio más elevado reportado, factores que, en el contexto del estudio, podrían incrementar la dependencia percibida y explicar su mayor sensibilidad declarada ante un evento de racionamiento. En los grupos del Centro y la Costa Atlántica, donde también se reportan aplicaciones complementarias como calentadores de agua, se observan DAP superiores al promedio de la muestra para el escenario de 1 día, lo que sugiere una mayor afectación inmediata percibida frente a interrupciones de corta duración.

Por el contrario, en los grupos donde el gas se utiliza casi exclusivamente para cocinar —Magdalena Medio, Tolima–Huila, Nor Occidente y Nor Oriente— la DAP es prácticamente nula en la mayoría de los periodos. En estos grupos de la muestra, la baja intensidad de uso declarada y la limitada presencia de equipos adicionales reportada se asocian con una menor valoración marginal del servicio, lo que se refleja en DAP insignificantes o cercanas a cero.

Comportamiento temporal de la DAP en la muestra

En el agregado de la muestra, la DAP presenta una disminución sistemática a medida que aumenta la duración del racionamiento hipotético:

- 37.529 COP/m³ para 1 día,
- 6.011 COP/m³ para 1 semana,
- 1.787 COP/m³ para 1 mes.

Esta tendencia observada revela que los hogares encuestados valoran más la continuidad del servicio frente a interrupciones inesperadas y de corta duración, donde perciben poca capacidad de reacción o sustitución inmediata. En cambio, ante horizontes más largos, los participantes anticipan mecanismos de adaptación —como reorganización de actividades, uso de electricidad u otros sustitutos— lo que se refleja en una reducción del monto máximo que declararon estar dispuestos a pagar

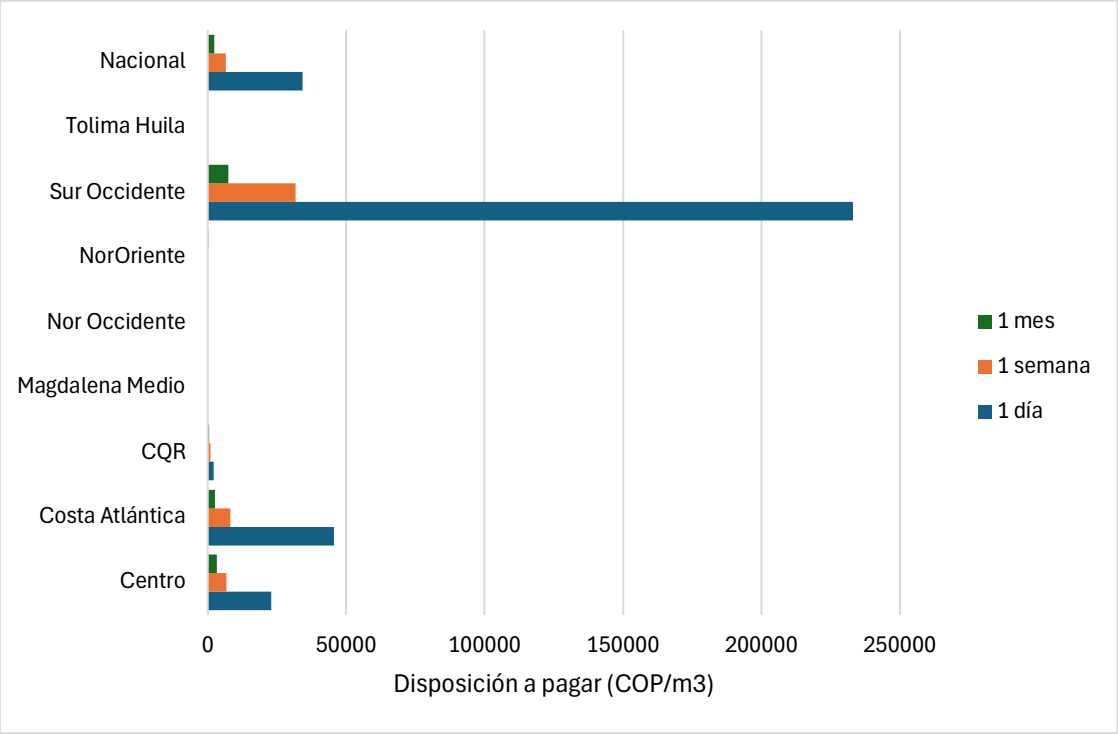


Figura 9. Costo por Disposición a pagar (DAP) por Región y Horizonte Temporal (COP/m³)

Observaciones e inferencias clave de la segmentación temporal

1. La DAP disminuye en las respuestas no porque el perjuicio se reduzca, sino porque los participantes perciben que la capacidad de ajuste del hogar aumenta con el tiempo (mayor planificación, sustitución, redistribución de actividades domésticas).

2. Las interrupciones cortas son percibidas como más críticas por los encuestados, especialmente en los grupos de la muestra con mayor consumo o más aplicaciones a gas declaradas.

3. La estructura del consumo reportada por los diferentes grupos condiciona la DAP observada. Los grupos que declararon consumos más diversificados presentan mayor sensibilidad declarada ante racionamientos breves, pero sus respuestas sugieren que se adaptan mejor a horizontes más largos.

4. La DAP es un indicador más reactivo que el CPR en el contexto de este estudio: captura la urgencia y la respuesta inmediata declarada por el hogar, más que una valoración económica total del perjuicio.

5. La convergencia de valores reportados a largo plazo (1 mes) sugiere que, independientemente del grupo, la mayoría de los hogares encuestados considera que,

con el tiempo suficiente, puede gestionar alternativas para reducir su afectación percibida.

En síntesis, la DAP refleja, en la muestra estudiada, la interacción entre dependencia energética percibida, capacidad de adaptación anticipada y estructura de consumo declarada. Esta información es fundamental para entender las diferencias entre los grupos del estudio y para comprender, en el marco del análisis, cómo responden los hogares encuestados ante racionamientos de distinta duración.

Disposición a ser Compensado (DC)

La disposición a ser compensado (DC) representa el valor mínimo que los hogares encuestados requieren recibir para aceptar un racionamiento del servicio de gas natural. A diferencia de la DAP —que captura la urgencia por evitar la interrupción— la DC expresa la valoración económica del perjuicio percibido, y por tanto tiende a ser mayor y con una variabilidad más marcada entre los diferentes grupos de la muestra.

Los resultados calculados presentados en la Tabla 10 muestran que la DC está fuertemente influenciada por los patrones de consumo declarados, la diversidad de equipos a gas reportados y la capacidad de sustitución energética declarada en cada grupo.

Tabla 10. Disposición a ser compensado (DC) por Región y Horizonte Temporal (COP/m³)

Región	Tarifa Encuesta	1 día	1 semana	1 mes
Centro	$ 2.686	$ 70.645	$ 19.406	$ 8.492
Costa Atlántica/Interior	$ 3.166	$ 23.526	$ 10.176	$ 4.970
CQR	$ 3.270	$ 4.794	$ 1.149	$ 1.084
Magdalena Medio	$ 2.638	$ 6.870	$ 3.271	$ 3.817
Nor Occidente	$ 2.429	$ 490.590	$ 103.929	$ 15.223
NorOriente	$ 2.616	$ 216.339	$ 20.779	$ 361
Sur Occidente	$ 3.093	$ 98.078	$ 18.977	$ 6.392
Tolima Huila	$ 5.686	$ 18.488	$ 9.792	$ 10.153

Entre los grupos con usos más diversos del gas natural declarados, como los de Sur Occidente, Centro y Costa Atlántica, se observan niveles moderados de DC, especialmente en interrupciones de 1 día. Por ejemplo, el grupo de Sur Occidente registra 98.078 COP/m³, mientras que el del Centro alcanza 70.645 COP/m³ para el mismo horizonte. Esta magnitud es consistente con hogares que declaran depender del gas para más actividades que la cocción, lo que incrementa el perjuicio percibido ante una interrupción.

Sin embargo, las diferencias más notorias aparecen en los grupos donde el consumo energético declarado muestra alta sensibilidad ante la interrupción. El caso más extremo en la muestra es el grupo de Nor Occidente, con una DC de 490.590 COP/m³ para 1 día, valor muy superior al del resto de grupos. Este comportamiento observado puede estar asociado a factores como mayor intensidad de uso declarada, percepciones más estrictas sobre la

necesidad de compensación o menor presencia reportada de sustitutos energéticos inmediatos. Un patrón similar, aunque de menor magnitud, se observa en el grupo de Nor Oriente, con una DC de 216.339 COP/m³.

En contraste, los grupos con consumo más básico o concentrado exclusivamente en la cocción —CQR, Magdalena Medio y Tolima–Huila— presentan niveles de DC mucho menores y relativamente estables entre horizontes temporales. En estos grupos, el impacto económico percibido del racionamiento es más acotado según lo declarado, debido a la baja intensidad energética de los usos residenciales del gas que reportan.

En el agregado de la muestra, la DC muestra una reducción progresiva a medida que aumenta la duración del racionamiento hipotético:

- 118.939 COP/m³ para 1 día,
- 26.768 COP/m³ para 1 semana,
- 7.529 COP/m³ para 1 mes.

Esta disminución temporal observada sugiere que, si bien la afectación inicial es percibida como significativa por los participantes —reflejando el carácter disruptivo de un corte repentino—, éstos consideran que, con el paso del tiempo, pueden implementar mecanismos de adaptación, reorganización de actividades o sustitución parcial del uso del gas. Esto reduce el monto mínimo de compensación que declararon exigir para aceptar la interrupción.

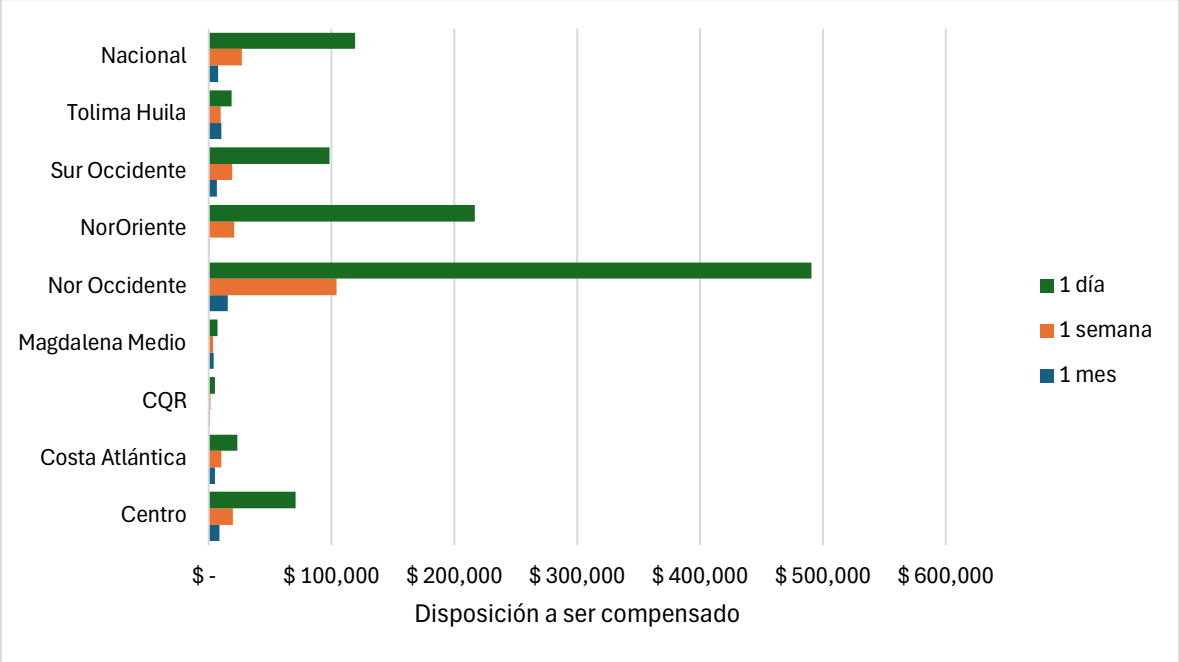


Figura 10. Costo por Disposición a ser compensado (DC) por Región y Horizonte Temporal (COP/m³)

Observaciones clave

1. Los grupos de la muestra que reportaron una mayor dependencia funcional del gas natural declaran requerir compensaciones más altas, especialmente frente a cortes inesperados.

2. Los grupos de Nor Occidente y Nor Oriente destacan en la muestra por su alta sensibilidad económica declarada, lo que podría revelar condiciones específicas de consumo, sustitución o expectativas del servicio en estos participantes.

3. Los grupos con uso limitado del gas declarado muestran DC bajas y más estables, coherentes con su bajo consumo reportado y menor impacto percibido del racionamiento.

4. La DC decrece con la duración del evento en las respuestas de la muestra, indicando que la compensación exigida por los participantes se ajusta a su capacidad de adaptación percibida y no únicamente al perjuicio inicial.

5. El comportamiento conjunto de DAP y DC observado en los datos confirma que, para los encuestados, las interrupciones cortas generan el mayor nivel de disrupción percibida, mientras que interrupciones largas activan expectativas de mecanismos compensatorios que reducen la necesidad de resarcimiento declarada.

En síntesis, la DC es un indicador crítico para entender la sensibilidad económica declarada por el segmento residencial estudiado y aporta información esencial para el modelado de esquemas de compensación diferenciados según las características reportadas por los distintos grupos de la muestra.

Comparación CPR, DAP y DC

El análisis comparativo entre el Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR), la Disposición a Pagar (DAP) y la Disposición a ser Compensado (DC) permite comprender de manera integral cómo los hogares encuestados valoran la continuidad del servicio de gas natural y cuál es su sensibilidad económica declarada frente a diferentes escenarios de racionamiento. Mientras el CPR cuantifica el perjuicio económico declarado, la DAP y la DC —estimadas mediante valoración contingente— reflejan la respuesta económica ante la posibilidad de evitar o aceptar la interrupción. Este enfoque tridimensional es fundamental para interpretar la percepción del servicio, las diferencias entre los grupos de la muestra y los mecanismos de adaptación percibidos por los hogares.

Diferencias en magnitud: CPR > DC > DAP

De manera consistente en todos los grupos de la muestra, los resultados muestran que el CPR es el valor más alto, seguido de la DC, mientras que la DAP es la más baja. Este patrón observado indica que:

- Los hogares encuestados reconocen un perjuicio económico significativo percibido en un racionamiento.

- Declararían exigir una compensación inferior a ese perjuicio para aceptarlo, pero aun así de magnitud importante.

- Están dispuestos a pagar muy poco para evitarlo, lo que podría sugerir limitaciones presupuestales, presencia de sustitutos declarada o una valoración moderada del servicio para la mayoría de los usos residenciales reportados.

Esta relación no solo evidencia una racionalidad económica esperada en este tipo de ejercicios, sino que también revela brechas entre la afectación percibida y la capacidad real de pago declarada.

Contrastes regionales y sensibilidad diferenciada

El comparativo confirma que los tres indicadores están estrechamente vinculados a la estructura de consumo declarada y la diversidad de usos del gas natural reportada en cada grupo:

- Los grupos que mostraron mayor sensibilidad, como Nor Occidente, Nor Oriente, Centro y Sur Occidente, presentan los CPR y DC más altos en la muestra. En ellos, la dependencia energética del gas percibida es mayor o existen limitaciones de sustitución reportadas.

- Los grupos que mostraron menor sensibilidad, como CQR, Magdalena Medio y Tolima–Huila, exhiben CPR bajos y valores reducidos en DAP y DC, consistentes con un consumo focalizado en cocción y baja intensidad energética declarada.

Este comportamiento en la muestra evidencia que la variabilidad observada entre grupos no es aleatoria, sino que responde a patrones de uso, infraestructura doméstica y disponibilidad de sustitutos reportados por los participantes.

Evolución temporal: mayor impacto en eventos cortos

Un hallazgo transversal a los tres indicadores es la reducción sistemática de los valores reportados a medida que el horizonte temporal del racionamiento se amplía:

- Para 1 día, se observan los valores más altos de CPR, DAP y DC en las respuestas.

- Para 1 semana, los indicadores disminuyen, reflejando un ajuste gradual a la contingencia anticipado por los participantes.

- Para 1 mes, los valores convergen a niveles más bajos y menos dispersos entre los grupos.

Esta dinámica observada sugiere que los hogares encuestados perciben un mayor impacto económico en interrupciones inesperadas y de corta duración, mientras que en escenarios prolongados anticipan mayores posibilidades de adaptación. En consecuencia, tanto la disposición a pagar como la compensación requerida declaradas disminuyen a medida que aumenta la duración del evento hipotético.

Implicaciones clave del análisis comparado

1. Según las respuestas obtenidas, los racionamientos cortos generan la mayor disrupción percibida, dada la limitada capacidad de reacción inmediata que los participantes anticipan.

2. Las diferencias observadas entre los grupos deben considerarse en el modelado de esquemas de compensación, destacando la mayor sensibilidad declarada por grupos como Nor Occidente y Nor Oriente.

3. La baja DAP en el agregado de la muestra sugiere restricciones presupuestales percibidas y disponibilidad de sustitutos declarada, más que una baja valoración general del servicio.

4. La DC elevada en algunos grupos específicos refleja expectativas de calidad del servicio y baja tolerancia declarada a interrupciones.

5. La convergencia temporal de las respuestas indica que la planificación y adaptación percibidas reducen la afectación marginal, lo que es relevante para modelar escenarios prolongados de racionamiento.

El análisis integrado CPR–DAP–DC revela que la percepción del racionamiento entre los hogares encuestados está determinada por una combinación de factores económicos, patrones de consumo declarados y capacidad de adaptación percibida.

Finalmente, con el propósito de facilitar la comparación internacional y permitir la integración de los resultados en análisis económicos expresados en unidades energéticas estandarizadas, las tablas fueron convertidas de COP/m³ a USD/MBTU. Para esta transformación se empleó la media de la Tasa Representativa del Mercado (TRM) correspondiente al mes de octubre de 2025, obtenida de la plataforma oficial de datos abiertos del Gobierno de Colombia (https://www.datos.gov.co), lo que garantiza consistencia y trazabilidad en el valor utilizado. Asimismo, se aplicó el factor energético correspondiente a la equivalencia del gas natural, donde 1 m³ equivale a 0,0355 MBTU, permitiendo expresar las variables estimadas —Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR), Disposición a Pagar (DAP) y Disposición a ser Compensado (DC)— en términos de costo por unidad energética en el contexto de este estudio.

Tabla 11. Resultados Regionales de CPR, Disposición a Pagar y Disposición a ser Compensado (COP/m³) sector residencial

Región	Tarifa Encuesta	CPR	DAP	DC
1 Día				
Centro	$ 2.686	$ 223.870	$ 22.850	$ 70.645
Costa Atlántica	$ 3.166	$ 115.806	$ 45.496	$ 23.526
CQR	$ 3.270	$ 53.272	$ 2.079	$ 4.794
Magdalena Medio	$ 2.638	$ 28.624	$ -	$ 6.870
Nor Occidente	$ 2.429	$ 430.522	$ -	$ 490.590
NorOriente	$ 2.616	$ 269.747	$ -	$ 216.339
Sur Occidente	$ 3.093	$ 61.378	$ 233.014	$ 98.078
Tolima Huila	$ 5.686	$ 215.763	$ -	$ 18.488
Nacional	$ 2.948	$ 205.287	$ 34.324	$ 118.939
1 Semana				
Centro	$ 2.686	$ 223.870	$ 22.850	$ 70.645
Costa Atlántica	$ 3.166	$ 115.806	$ 45.496	$ 23.526
CQR	$ 3.270	$ 53.272	$ 2.079	$ 4.794
Magdalena Medio	$ 2.638	$ 28.624	$ -	$ 6.870
Nor Occidente	$ 2.429	$ 430.522	$ -	$ 490.590
NorOriente	$ 2.616	$ 269.747	$ -	$ 216.339
Sur Occidente	$ 3.093	$ 61.378	$ 233.014	$ 98.078
Tolima Huila	$ 5.686	$ 215.763	$ -	$ 18.488
Nacional	$ 2.948	$ 205.287	$ 34.324	$ 118.939
1 Mes				
Centro	$ 2.686	$ 223.870	$ 22.850	$ 70.645
Costa Atlántica	$ 3.166	$ 115.806	$ 45.496	$ 23.526
CQR	$ 3.270	$ 53.272	$ 2.079	$ 4.794
Magdalena Medio	$ 2.638	$ 28.624	$ -	$ 6.870
Nor Occidente	$ 2.429	$ 430.522	$ -	$ 490.590
NorOriente	$ 2.616	$ 269.747	$ -	$ 216.339
Sur Occidente	$ 3.093	$ 61.378	$ 233.014	$ 98.078
Tolima Huila	$ 5.686	$ 215.763	$ -	$ 18.488
Nacional	$ 2.948	$ 205.287	$ 34.324	$ 118.939

Tabla 12. Resultados Regionales de CPR, Disposición a Pagar y Disposición a ser Compensado (USD/MBTU)

Región	Tarifa Encuesta (USD/MBTU)	Costo Perjuicio (USD/MBTU)	DAP (USD/MBTU)	DC (USD/MBTU)
1 Día				
Centro	21,044	1624,7	165,8	512,7
NorOriente	24,804	1957,7	0,0	1570,1
Tolima Huila	25,616	1565,9	0,0	134,2
Sur Occidente	20,663	445,4	1691,1	711,8
Costa Atlántica	19,029	840,4	330,2	170,7
Magdalena Medio	20,495	207,7	0,0	49,9
CQR	24,232	386,6	15,1	34,8
Nor Occidente	44,545	3124,5	0,0	3560,4
Nacional	23,095	1489,8	249,1	863,2
1 Semana				
Centro	21,044	664,2	48,7	140,8
NorOriente	24,804	2341,2	0,0	150,8
Tolima Huila	25,616	1565,9	0,0	71,1
Sur Occidente	20,663	377,5	230,8	137,7
Costa Atlántica	19,029	876,3	58,4	73,9
Magdalena Medio	20,495	178,1	0,0	23,7
CQR	24,232	102,9	7,2	8,3
Nor Occidente	44,545	1401,7	0,0	754,2
Nacional	23,095	884,5	48	194
1 Mes				
Centro	21,044	715,0	22,9	61,6
NorOriente	24,804	1648,8	0,3	2,6
Tolima Huila	25,616	1513,3	0,0	73,7
Sur Occidente	20,663	230,7	53,9	46,4
Costa Atlántica	19,029	702,2	19,3	36,1
Magdalena Medio	20,495	316,8	0,0	27,7
CQR	24,232	66,0	3,4	7,9
Nor Occidente	44,545	577,4	0,0	110,5
Nacional	23,095	706,2	17,1	54,6

10. Generalidades encuestas terciario e industrial

Objetivo de la sección

Presentar resultados parciales, a partir de la información hasta ahora obtenida en encuestas realizadas. Esta sección avanzará en nuevas versiones del producto.

Encuestas ya tabuladas

La Tabla 13 muestra el avance a la fecha de las encuestas tabuladas para los sectores industrial y terciario.

Tabla 13. Encuestas tabuladas

Región	Encuestas tabuladas	
	Industrial	**Terciario**
Centro	17	
Costa Atlántica/Interior	1	
CQR		
Magdalena Medio		
Nor Occidente	6	1
Nor Oriente		
Sur Occidente		
Tolima–Huila		
Total general	**24**	1

En estos segmentos, el operativo de campo, la velocidad de respuesta de las empresas y el proceso de aseguramiento de calidad de la información han permitido la conformación de una base de datos para el análisis de 25 encuestas; 24 en Industrial, 1 en Terciario.

La distribución regional evidencia un mayor avance en la Región Centro, donde se han aplicado 17 encuestas industriales, equivalente al 5,2% del total industrial. En la Costa Atlántica/Interior se ha realizado 1 encuesta industrial (0,3%), mientras que en Nor Occidente se registran 6 encuestas industriales y 1 terciaria, que en conjunto representan un avance del 1,8% industrial y 0,3% terciario. Las demás regiones aún no reportan encuestas realizadas en este segmento.

Este avance parcial refleja la fase inicial del trabajo de campo en el componente industrial, el cual requiere mayores tiempos logísticos y de acceso, dado el perfil operativo y las características propias de las empresas industriales y de servicios. Conforme avance el proceso de levantamiento, se espera alcanzar la distribución planeada que garantice la cobertura regional definida para este estrato muestral.

Elementos clave

Hallazgos preliminares del sector industrial

- Las aplicaciones principales del gas en la industria (según el documento) se concentran en tres usos térmicos: generación de vapor, calentamiento directo y aceite térmico.
- Existe una fuerte variabilidad regional en los porcentajes de uso, lo que sugiere procesos productivos muy heterogéneos.

- No se identifican usos como insumo, autogeneración ni cogeneración, lo que implica que el gas natural es exclusivamente energético en la muestra levantada.

Hallazgos preliminares del sector terciario

Solo se cuenta con una encuesta, correspondiente a una empresa matriz cuya operación permite estimar costos detallados de interrupción.

- La empresa reporta 60 empleados, ingresos operacionales de $14.000 millones y un costo promedio por hora de operación de $20.188.888.
- La decisión de sustitución energética se toma directamente en el sitio de consumo, sin estructura centralizada.

Sustitución

- En Costa Atlántica, el 100% declaró que utiliza sustitutos energéticos.
- En NorOccidente, la mitad (50%) reporta sustitutos activos.
- En Centro, el 17,7% los utiliza, mientras que casi la mitad (47,1%) no cuenta con alternativas.
- La sustituibilidad depende en gran parte del tipo de proceso térmico involucrado.

Tipos de sustitutos identificados

- Los sustitutos encontrados provienen solo de las regiones Centro y NorOccidente; Costa Atlántica no discrimina tipo.
- Los combustibles sustitutos más comunes reportados son:
- Gasolina, usada en NorOccidente.
- ACPM, presente en Costa Atlántica y NorOccidente.
- Carbón, presente en NorOccidente.
- GLP, también usado en NorOccidente y Centro.
- No se registran sustitutos como GNC, GNL ni electricidad.

Implicaciones para el modelo de costos de racionamiento

- La heterogeneidad en los usos térmicos implica que los costos por interrupción variarán significativamente según región y tipo de proceso.
- La sustituibilidad energética no es homogénea: regiones dependientes de vapor o aceite térmico tendrán mayores costos si pierden gas natural.
- El avance actual ofrece un primer mapa operativo, pero aún es insuficiente para inferencias regionales, por lo que se requiere acelerar la recolección

11. Resultados sector Industrial

Objetivo de la sección

Presentar resultados parciales, a partir de la información hasta ahora obtenida en encuestas realizadas. Esta sección avanzará en nuevas versiones del producto.

Tomas de decisión

Tal como se presenta en la Figura 11, a nivel nacional, el 95,4% de las empresas encuestadas son casa matriz, lo que indica que las decisiones estratégicas y operativas se toman principalmente de manera centralizada Ahora bien, por región se tiene que:

- Centro: 76,5% casa matriz, 23,5% filiales.
- Costa Atlántico: 100% casa matriz.
- NorOccidente: 100% casa matriz.

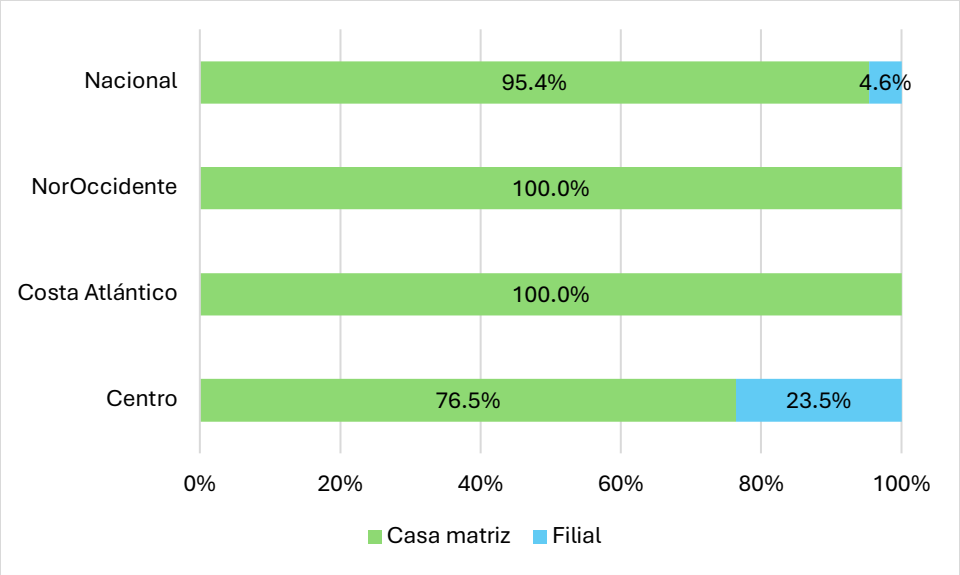


Figura 11. Estructura operativa sector industrial

Los resultados muestran que, aunque la mayoría de empresas son casa matriz, aún se diferencian dos lógicas de decisión. En este sentido:

- Centro: 41,3% decide desde la sede central, 58,7% desde el sitio de consumo.
- Costa Atlántico: 100% decide desde la sede central.
- NorOccidente: 16,6% decide desde la sede central, mientras que el 83,4% decide directamente desde el sitio de consumo.
- Nacional: 22,7% sede central y 77,3% sitio de consumo.

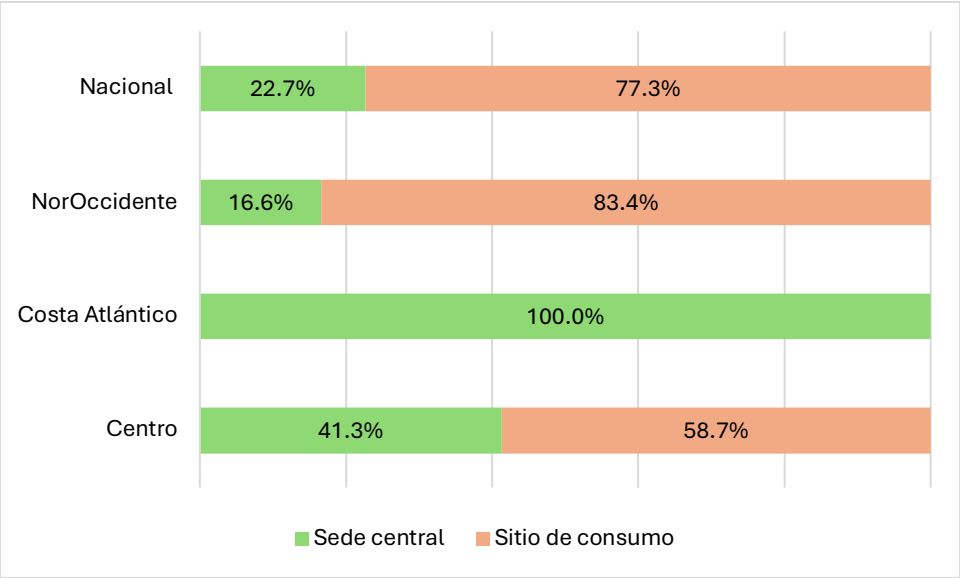


Figura 12. Gobernanza operativa sector industrial

Consumo y usos del de gas natural

Se presentan en la Tabla 14 los valores promedio de consumo diario (CD_GN), semanal (CS_GN) y mensual (CM_GN) reportados hasta el momento. La Figura 13 ilustra las diferencias regionales identificadas en esta etapa preliminar.

Tabla 14. Consumo de gas natural por región y segmentación temporal (muestra parcial, n = 25)

Región	**CD_GN (m³)**	**CS_GN (m³)**	**CM_GN (m³)**
Centro	6.692	46.846	200.769
Costa Atlántico	17.000	119.000	510.000
NorOccidente	9.332	65.323	279.955

A nivel nacional, los consumos promedios preliminares se ubican en 7.782 m³/día, 54.472 m³/semana y 233.450 m³/mes. Estos valores se encuentran fuertemente influenciados por el registro de la Costa Atlántica, que presenta consumos significativamente mayores, pero cuya interpretación requiere precaución debido al tamaño muestral de una sola observación.

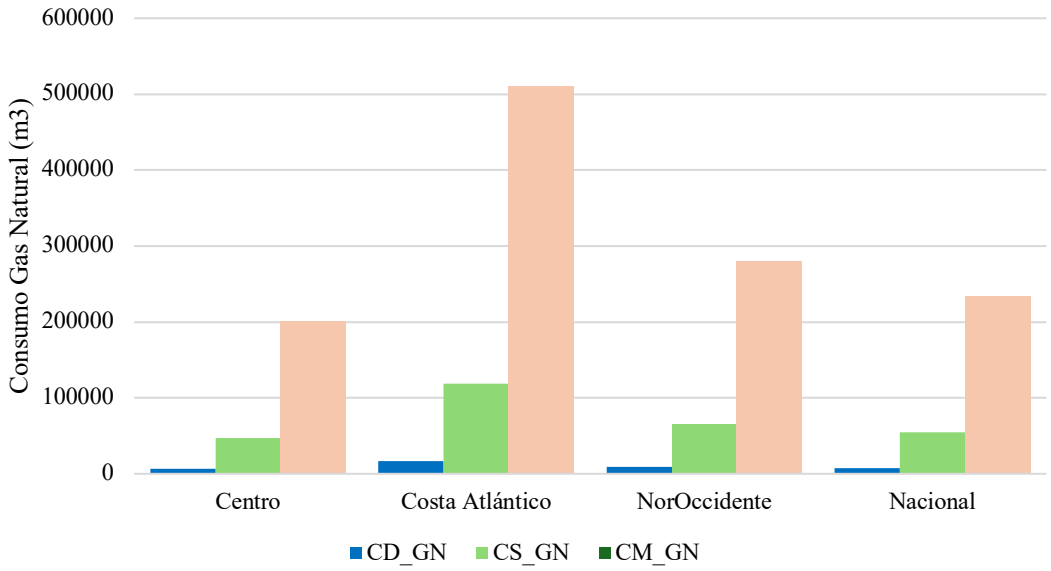


Figura 13. Consumo de gas natural por región y periodo temporal (muestra parcial)

Aplicaciones del sector industrial del gas natural

La distribución del consumo de gas natural en el sector industrial muestra que este energético se concentra fundamentalmente en tres aplicaciones principales: la generación de vapor, el calentamiento directo y el calentamiento de aceite térmico. Las demás aplicaciones como el uso del gas como insumo o materia prima, la autogeneración y la cogeneración, no presentan participación en ninguna de las regiones encuestadas, lo que indica que, dentro de la muestra levantada hasta la fecha, el gas natural no cumple funciones químicas ni se emplea para producir electricidad o calor cogenerado en las industrias evaluadas (Figura 14).

En la región Centro se observa un patrón dual: una parte importante de las industrias utiliza el gas natural para generar vapor, mientras que otra proporción similar lo emplea para procesos de calentamiento directo, como hornos, secadores o etapas térmicas específicas. Los promedios son prácticamente equivalentes (46,56% en generación de vapor y 46,50% en calentamiento directo), y la desviación estándar cercana al 47% en ambos casos refleja una alta heterogeneidad entre las empresas, lo que sugiere que algunas instalaciones dependen intensamente de estos procesos térmicos mientras que otras no utilizan gas natural para dichos fines. El resto de los usos energéticos no presenta participación en esta región.

En contraste, la región Costa Atlántica exhibe un comportamiento completamente homogéneo: el 100% del consumo reportado corresponde al calentamiento directo, sin presencia de calderas, vapor ni aceite térmico. Esto sugiere una estructura productiva más orientada a procesos térmicos simples o de menor especialización.

La región NorOccidente, que concentra la mayor cantidad de observaciones, muestra la mayor diversidad en los usos del gas natural. El consumo se distribuye entre calentamiento directo (32,83%), generación de vapor (24,50%) y calentamiento de aceite térmico (27,16%).

Las desviaciones estándar, que oscilan entre el 34% y el 40%, evidencian una alta variabilidad: algunas industrias utilizan intensamente uno o varios de estos procesos térmicos, mientras que otras no consumen gas para ellos. Esta región refleja, hasta lo recolectado, la estructura industrial más compleja del país, con presencia simultánea de industrias con hornos y procesos de calor directo, industrias con calderas para vapor y empresas que dependen de sistemas especializados de aceite térmico, como las químicas, de polímeros y de alimentos.

A nivel nacional, el patrón agregado confirma que la industria colombiana utiliza el gas natural principalmente como energético térmico. El 36,34% del consumo corresponde al calentamiento directo, el 28,26% a la generación de vapor y el 21,72% al calentamiento de aceite térmico. La ausencia total del gas natural como insumo, así como en autogeneración o cogeneración, indica que en esta muestra el gas no se usa como materia prima ni como vector para producir electricidad o calor combinado, sino como fuente térmica para los procesos productivos.

En conjunto, estos resultados muestran que la distribución del gas natural en el sector industrial se caracteriza por el predominio de procesos térmicos particularmente calor directo y vapor, por la presencia relevante de aceite térmico en industrias de transformación, y por una marcada variabilidad regional, con desviaciones estándar que alcanzan entre el 34% y el 47%. Adicionalmente, se confirma la ausencia total de usos como insumo o cogeneración y se identifican patrones claramente diferenciados entre regiones: la región Centro presenta un comportamiento dual entre vapor y calor directo; la Costa Atlántica se orienta exclusivamente al calentamiento directo; y NorOccidente exhibe la mayor diversidad de usos térmicos. Este comportamiento es clave para el modelo de costos de racionamiento, ya que la magnitud del perjuicio económico dependerá del tipo de proceso térmico interrumpido como calderas, hornos o sistemas de aceite térmico y de la intensidad con que cada industria depende de ellos.

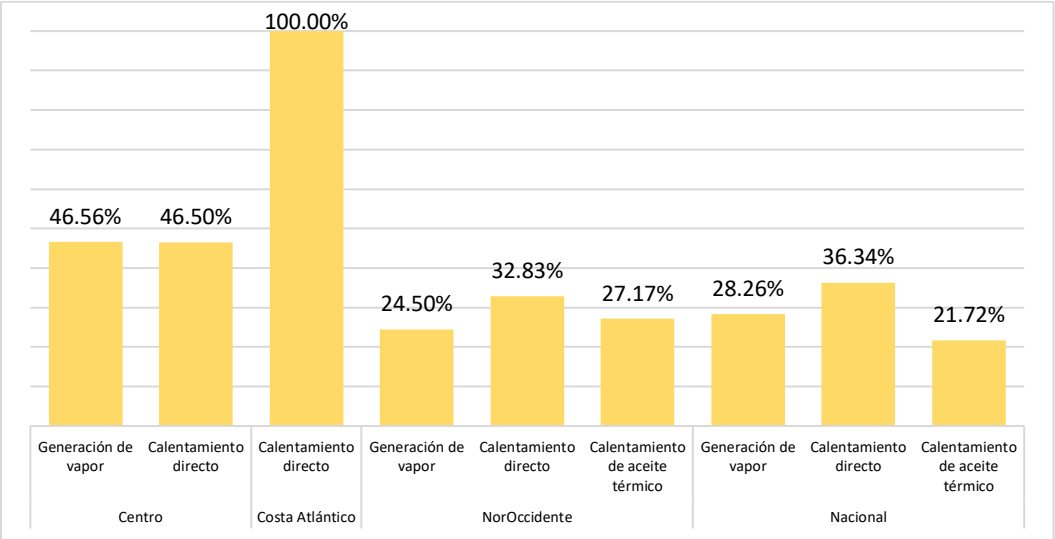


Figura 14. Distribución regional del uso del gas natural promedio por tipo de aplicación- Industrial

Procesos y equipos

El análisis de entre los procesos, equipos y capacidades reportadas permite identificar patrones regionales diferenciados sobre cómo las industrias utilizan el gas natural en sus operaciones. Estos resultados complementan la descripción general de los usos energéticos y aportan evidencia clave para estimar la vulnerabilidad operativa ante un eventual racionamiento, tal como se presentan en la Tabla 15.

Tabla 15. Resumen de procesos, equipos y criticidad por región (Sector industrial)

Dimensión	Centro	Costa Atlántica	NorOccidente	Patrón general
Procesos asociados al consumo de GN	Amplia dispersión: cafetería, calderas, litografía, horneado, pintura, prelaminado, tratamiento térmico. Ninguno dominante.	Procesos altamente concentrados: secador y cocción.	Mayor diversidad: resinas alquídicas, termofijado, vapor, tostado, cocción, impresión, secado, recocido de alambre.	NorOccidente es la región con mayor complejidad de procesos térmicos.
Equipos que consumen GN	Calderas, hornos, estufas, quemadores, equipos litográficos. Alta dispersión y baja repetición.	Equipos grandes y especializados: secadores, calentadores, hornos industriales.	Calderas, calderines, hornos, quemadores, impresoras, sistemas de llama directa. Alta presencia de equipos industriales pesados.	El equipo más común en las tres regiones son las calderas y hornos.
Capacidad de los equipos	Muy variable: 0.3 unidades hasta 300 HP o 2.000 m³/día.	Equipos de alta capacidad: 10 toneladas, 75 Kkw.	Rango más amplio: 135 kw hasta 4.000.000 BTU. Presencia recurrente de NS/NR.	La capacidad refleja la escala industrial: Costa Atlántica → procesos grandes; NorOccidente → procesos de distinto tamaño.
Criticidad	Alta: 70,6% Mediana: 17,7% Baja: 11,6%	Alta: 100% en varios módulos; procesos totalmente dependientes del GN.	Alta: 50% aprox. Media y baja proporcional según proceso.	Los equipos críticos predominan, confirmando dependencia productiva del GN.

En la región Centro, el consumo de gas natural se asocia a una amplia dispersión de procesos, entre ellos cafetería, calderas, litografía, horneado, molienda, prelaminado, recubrimientos y tratamiento térmico. Ninguno de estos procesos predomina, lo cual refleja una estructura industrial diversificada, donde pequeñas y medianas empresas utilizan el gas para actividades puntuales dentro de su ciclo productivo.

Los equipos reportados también siguen este patrón fragmentado: calderas, estufas, hornos, quemadores, equipos litográficos y dispositivos especializados aparecen con participaciones similares. La capacidad de los equipos varía desde configuraciones pequeñas (0,3 unidades) hasta calderas de 300 HP o sistemas de 2.000 m³/día, lo que evidencia la coexistencia de procesos de baja y alta demanda térmica. La criticidad es mayoritariamente alta (70,6 %), lo cual indica que, pese a la dispersión de usos, la interrupción del gas tendría un impacto directo en la continuidad operativa de la mayoría de las empresas.

El patrón observado en la Costa Atlántica es marcadamente distinto: el consumo de gas natural se concentra en muy pocos procesos, principalmente secado y cocción, lo que se explica por la menor cantidad de empresas encuestadas y por la presencia de actividades altamente especializadas.

Los equipos vinculados al gas natural son de gran capacidad, como secadores industriales, calentadores y hornos de gran escala, todos imprescindibles para la producción. Este comportamiento también se refleja en los niveles de criticidad, donde se observa que en varios módulos el 100 % de los equipos se clasifica como crítico. En consecuencia, cualquier interrupción en el suministro afecta de manera inmediata y severa la operación industrial de la región.

NorOccidente presenta la estructura más compleja y diversificada del país en términos de procesos térmicos relacionados con el gas natural. En esta región se identifican procesos como resinas alquídicas, termofijado, impresión, secado, cocción, tostado, recocido de alambre y generación de vapor. A diferencia de las otras regiones, aquí no existe concentración en un solo tipo de proceso, sino múltiples usos distribuidos entre empresas de los sectores químico, metalmecánico, textil y alimentario.

Los equipos también reflejan esta diversidad, incluyendo calderas, calderines, hornos industriales, quemadores, impresoras y sistemas de llama directa. Las capacidades reportadas van desde 135 kw hasta 4.000.000 BTU, mostrando una coexistencia de procesos de baja, media y alta demanda térmica. La criticidad combina una proporción elevada de equipos críticos (≈50 %) con niveles medios y bajos, lo cual es consistente con la variedad de procesos productivos que dependen parcialmente del gas natural.

Sustitutos de gas natural

Los resultados muestran diferencias marcadas entre regiones en cuanto a la posibilidad de sustituir el gas natural por otro combustible o energético dentro del proceso productivo. A nivel nacional, el 44,4% de las empresas afirma que actualmente utiliza un sustituto energético, mientras que un 33,2% no lo usa, pero lo ha considerado, y un 22,4% declara que no aplica o no utiliza sustitutos. Estos patrones evidencian que, aunque existe una capacidad de sustitución relevante, esta no es homogénea y depende fuertemente de la estructura industrial regional.

En la región Centro, la mayoría de las empresas (47,1%) señala que no utiliza sustitutos energéticos y que la sustitución no aplica para sus procesos, lo que sugiere una dependencia relativamente alta del gas natural como insumo térmico principal. Un 35,2% ha considerado alternativas, pero no las ha implementado, mientras que solo el 17,7% reporta usar efectivamente sustitutos. En este territorio, la capacidad de sustitución es limitada y mayormente potencial, más que operativa.

La Costa Atlántica presenta un comportamiento extremo: el 100% de las empresas encuestadas utiliza actualmente un sustituto energético. Este patrón refleja la estructura

industrial de la región, donde las empresas, generalmente de gran escala, incorporan combustibles alternativos (como ACPM, fuel oil o mezclas térmicas) como parte de su operación normal. Esto sugiere una menor vulnerabilidad inmediata ante un corte de gas, aunque no necesariamente menores costos, ya que los combustibles de respaldo suelen ser más caros.

La región NorOccidente es la de mayor capacidad operativa de sustitución: el 50% utiliza sustitutos de manera activa y un 33,4% ha considerado alternativas, lo cual implica que casi el 84% de las empresas tiene, al menos en teoría, rutas de sustitución o respaldo energético. Solo el 16,6% no utiliza ni aplica sustitutos. Este comportamiento está alineado con la diversidad industrial de la región, donde múltiples cadenas productivas han incorporado mezclas energéticas flexibles para mitigar riesgos operativos.

En síntesis, la capacidad de sustitución del gas natural varía significativamente entre regiones: el Centro muestra la menor flexibilidad energética, la Costa Atlántica evidencia un uso universal de sustitutos, y NorOccidente presenta la mayor diversificación y operatividad en energéticos alternativos. Para el modelo de costos de racionamiento, esto implica que los impactos no serán homogéneos, ya que las empresas con sustitución activa tenderán a experimentar costos adicionales por cambio de combustible, mientras que las empresas sin alternativas enfrentarán pérdidas directas por interrupción (Figura 15).

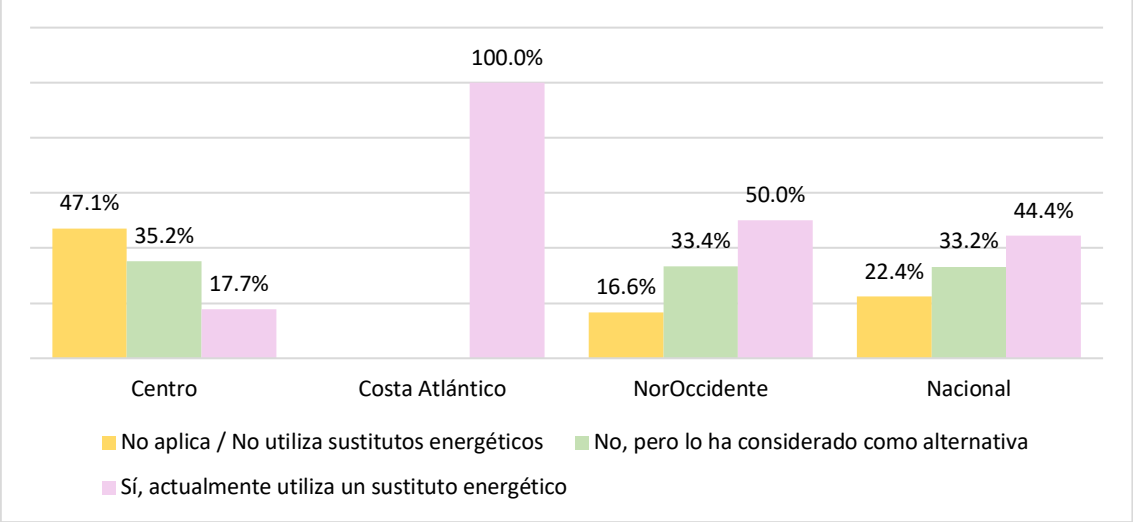


Figura 15. Capacidad de sustitución del gas natural por región

Energéticos utilizados como sustitutos del gas natural en el sector industrial

Los resultados en la Figura 16 muestran que, entre las empresas que afirmaron utilizar actualmente algún sustituto energético del gas natural, la presencia de estos combustibles alternativos varía significativamente entre regiones. En términos generales, la región NorOccidente concentra la mayor diversidad y frecuencia de sustitutos, mientras que la región Centro exhibe una sustitución mínima y la Costa Atlántica se caracteriza por el uso de un único energético alternativo.

En NorOccidente, los sustitutos más utilizados son el carbón y el Gas Licuado de Petróleo (GLP), cada uno presente en el 66,7 % de las empresas que reportan sustitución energética. Asimismo, la gasolina y el ACPM aparecen con una participación del 33,3 %, evidenciando que las industrias de esta región cuentan con múltiples opciones para reemplazar el gas natural en caso de interrupción. Este comportamiento refleja una estructura productiva más flexible y con procesos térmicos diversos que permiten la incorporación de otros combustibles.

En la región Centro, la sustitución es prácticamente inexistente. Solo una empresa reporta el uso de GLP, mientras que la gasolina, el ACPM, el carbón y otros energéticos alternativos no registran uso alguno. Esto indica una mayor dependencia del gas natural como energético principal y, en consecuencia, una mayor vulnerabilidad ante un posible racionamiento.

La Costa Atlántica presenta un patrón muy distinto: el 100 % de las empresas que sustituyen el gas natural lo hacen mediante ACPM. Este energético aparece como la única alternativa operativa en la región, lo que sugiere procesos industriales que requieren combustibles líquidos de alta disponibilidad regional, pero también una limitada diversificación energética.

A nivel nacional, la tendencia general indica que la sustitución del gas natural se basa fundamentalmente en tres energéticos: ACPM, GLP y carbón, que son los únicos con presencia significativa en la muestra recolectada. No se observa uso de Gas Natural Comprimido (GNC), Gas Natural Licuado (GNL), Fuel Oil ni electricidad como sustitutos directos en los procesos térmicos industriales. Esta ausencia demuestra que las industrias colombianas, dentro de la muestra analizada, no han incorporado sustitutos más especializados o de mayor tecnología para reemplazar el gas natural.

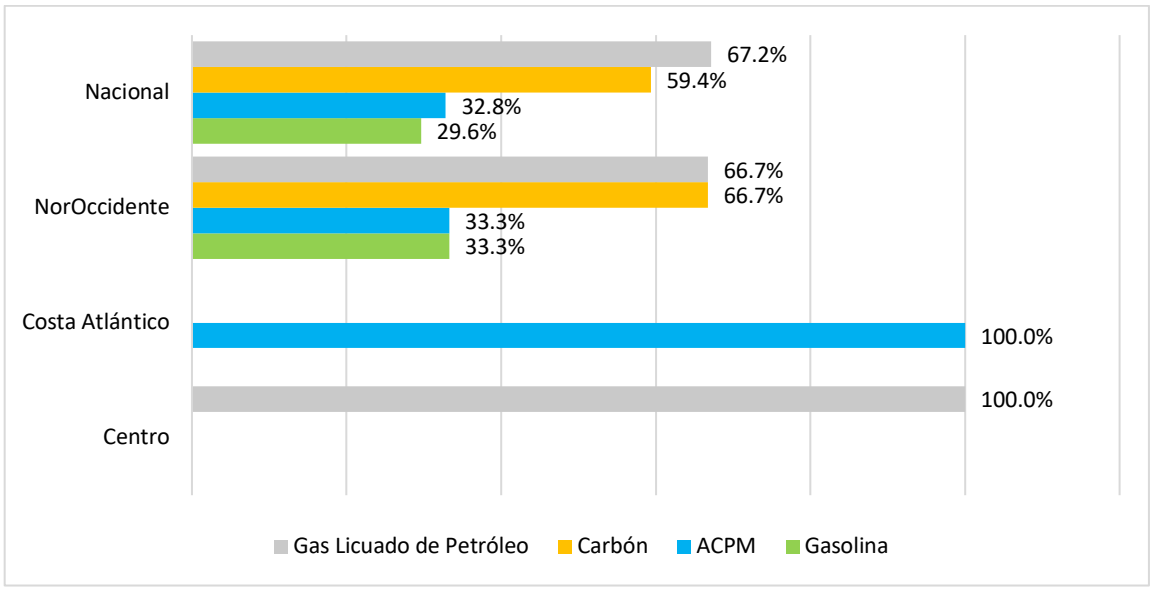


Figura 16. Energéticos utilizados para la sustitución

Estructura tarifaria preliminar

La Tabla 16 resume los componentes tarifarios promedio reportados en esta fase. La Costa Atlántica no reporta información económica, lo que limita la capacidad de estimar tendencias nacionales completamente representativas.

Tabla 16. Componentes tarifarios preliminares por región (COP/m³)

Región	Tarifa reportada	Generación (G)	Transporte (T)	Distribución (D)	Comercialización (C)	Otros (O)
Centro	2433	1189	484	333	28	812
Costa Atlántico	0	0	0	0	0	0
NorOccidente	2515	2913	506	0	33	237
Nacional	**2457**	**1581**	**489**	**166**	**29**	**566**

Síntesis preliminar:

- El componente de Generación concentra la mayor proporción del costo en el promedio nacional preliminar (1.581 COP/m³).
- La participación de Transporte y Distribución es moderada, mientras que Comercialización presenta valores bajos en todas las regiones con datos disponibles.
- La ausencia de información económica en la Costa Atlántica limita la interpretación general, tanto regional como nacional.

Disposiciones Económicas Asociadas al Racionamiento

La estimación de los costos económicos asociados al racionamiento de gas natural en el sector industrial constituye un eje central del análisis, en tanto permite dimensionar el impacto que una interrupción del suministro genera sobre la producción, los costos operativos y la continuidad de los procesos industriales. A diferencia del sector residencial, donde las afectaciones se relacionan con actividades domésticas, en el sector industrial la interrupción del gas puede traducirse en pérdidas de producción, paradas no programadas, daños en equipos, incumplimientos contractuales o reducciones en la eficiencia térmica, lo que magnifica la importancia económica de la continuidad del suministro.
El análisis incorpora tres métricas fundamentales:

- Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR)
- Disposición a Pagar (DAP)
- Disposición a Ser Compensado (DC)

El CPR corresponde al perjuicio económico declarado directamente por las empresas para cada horizonte temporal evaluado (1 día, 1 semana y 1 mes). Estos valores fueron posteriormente normalizados frente al consumo reportado por cada establecimiento, lo que permite generar unidades comparables (COP/m³ no recibido) e identificar cómo la intensidad del consumo energético condiciona la magnitud del perjuicio.

Por su parte, tanto la DAP como la DC se estiman mediante metodologías de valoración contingente. En el caso de la Disposición a Pagar (DAP), se presentan a las empresas distintos escenarios donde se evalúan fracciones del precio del gas natural, con el fin de establecer qué incremento tarifario estaría dispuesta a asumir la empresa para evitar ser racionada. Es decir, la DAP refleja la valoración económica que la empresa asigna a la continuidad del servicio y su disposición a evitar interrupciones mediante un ajuste tarifario.

En contraste, la Disposición a Ser Compensada (DC) recoge los valores mínimos que las empresas considerarían adecuados como compensación ante un escenario de racionamiento, también definidos a partir de fracciones tarifarias reportadas por cada establecimiento.
En conjunto, estas métricas permiten capturar tanto los costos reales percibidos por las empresas ante una interrupción del suministro como las preferencias económicas para mitigar o compensar dichos impactos. Las diferencias regionales, sectoriales y de intensidad térmica aportan insumos esenciales para diseñar estrategias de racionamiento industrial más equitativas, focalizadas y económicamente eficientes.

Perjuicios por racionar

El Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR) refleja el impacto económico que las empresas industriales declaran ante una interrupción del suministro de gas natural. A diferencia del sector residencial, donde los perjuicios se relacionan con afectaciones domésticas, en el ámbito industrial el CPR captura pérdidas de producción, disminución de eficiencia, paradas de planta y otros costos operativos directamente asociados al rol del gas como insumo crítico.

En esta fase preliminar del estudio, el CPR se construye a partir de los valores declarados directamente por las empresas, posteriormente normalizados frente al consumo reportado para los horizontes temporales evaluados: 1 día, 1 semana y 1 mes.

Dado que la muestra actual es limitada —especialmente en regiones como Costa Atlántica, sin registros válidos—, los resultados deben interpretarse como aproximaciones iniciales que serán refinadas a medida que avance el proceso de recolección (Tabla 17).

Tabla 17. CPR industrial preliminar por región (COP/m³)

Región	Tarifa reportada	1 Día	1 Semana	1 Mes
Centro	2.433	3.884.606	1.136.156	517.318

Región	Tarifa reportada	1 Día	1 Semana	1 Mes
Costa Atlántico	0	0	0	0
NorOccidente	2.515	131.119	3.767.048	2.040.792
Nacional	**2.457**	**2.784.376**	**1.746.539**	**876.631**

Interpretación preliminar del CPR industrial

Los resultados de la Figura 17 muestran valores elevados de CPR en todas las regiones con información disponible, lo que confirma la alta sensibilidad económica del sector industrial ante interrupciones del gas. Sin embargo, debido al tamaño reducido de la muestra, estos patrones deben considerarse indicativos y aún no concluyentes.

Centro presenta el CPR más alto para interrupciones de 1 día (3,88 millones COP/m³), lo que sugiere que las empresas de esta región enfrentan costos inmediatos elevados ante paradas de planta o ajustes operativos abruptos.

NorOccidente muestra un comportamiento diferencial:

- Con un CPR relativamente bajo para 1 día,
- Y con valores muy altos en 1 semana (3,77 millones COP/m³) y 1 mes (2,04 millones COP/m³),lo cual indica que, si bien las afectaciones iniciales son menores, la prolongación del racionamiento genera pérdidas acumuladas significativas.

A nivel nacional, el CPR preliminar sugiere impactos económicos considerables que disminuyen con la duración del racionamiento, un patrón similar al observado en el sector residencial, aunque con valores unitarios notablemente superiores debido a la naturaleza productiva del consumo industrial.

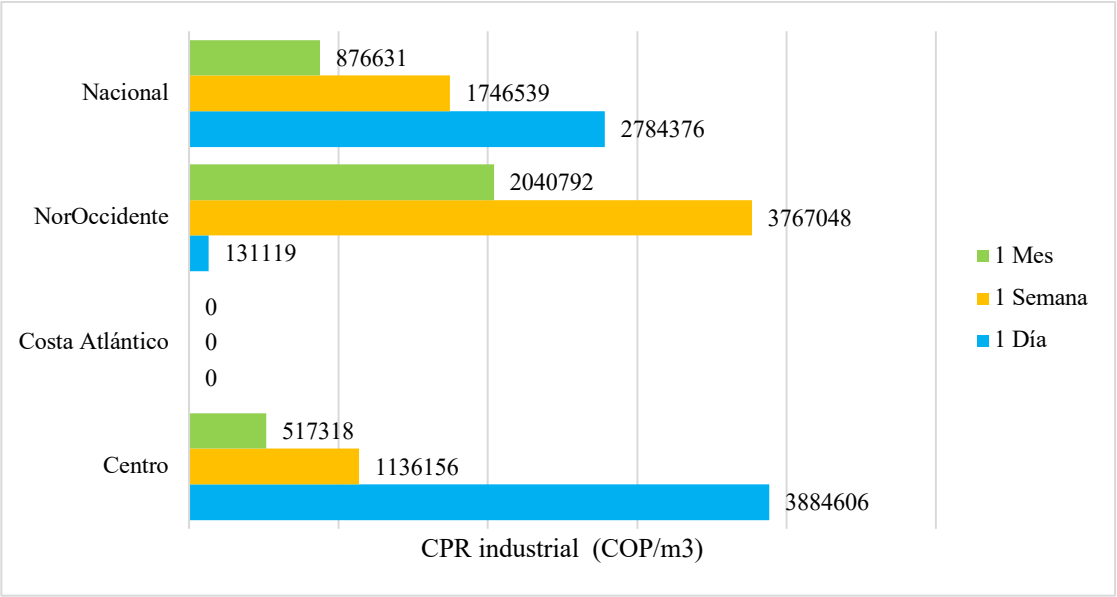


Figura 17. CPR industrial preliminar por región (COP/m³)

Disposición a pagar

La Disposición a Pagar (DAP) corresponde al valor adicional que las empresas estarían dispuestas a asumir en la tarifa del gas natural con el fin de evitar ser racionadas en diferentes horizontes temporales. Este indicador se estimó mediante valoración contingente, presentando a los establecimientos escenarios con incrementos definidos como fracciones sobre el precio del gas. A partir de estos ejercicios, se obtuvo la tarifa equivalente que refleja la valoración económica asignada por cada empresa a la continuidad del servicio.

Tabla 18. Disposición a Pagar (DAP) por región y horizonte temporal (COP/m³)

Región	Tarifa reportada	1 Día	1 Semana	1 Mes
Centro	2.433	586	1.119	374
Costa Atlántico	0	0	0	0
NorOccidente	2.515	51	522	1.442
Nacional	**2.457**	**428**	**923**	**626**

Interpretación preliminar de la DAP industrial

Los resultados muestran niveles moderados de disposición a pagar en comparación con los elevados valores de perjuicio (CPR), lo que sugiere que las empresas no perciben los incrementos tarifarios como un mecanismo suficientemente compensatorio frente a las pérdidas potenciales por racionamiento (Figura 18). Entre los principales hallazgos se destacan:

- Centro presenta la mayor DAP en el escenario semanal (1.119 COP/m³), lo que indica que las empresas de esta región valoran especialmente la continuidad operativa en horizontes intermedios.
- NorOccidente muestra la DAP más baja para interrupciones de 1 día (51 COP/m³), pero la más alta para 1 mes (1.442 COP/m³), sugiriendo que las empresas toleran interrupciones breves pero requieren asegurar continuidad en horizontes prolongados.
- La Costa Atlántica nuevamente no reporta información económica, por lo que no es posible caracterizar su comportamiento en esta etapa.
- A nivel nacional preliminar, la DAP aumenta de forma proporcional al horizonte temporal entre 1 día y 1 semana, pero vuelve a disminuir en el escenario de 1 mes, lo que puede indicar una combinación de adaptación operativa y límites de aceptabilidad tarifaria en las empresas industriales.

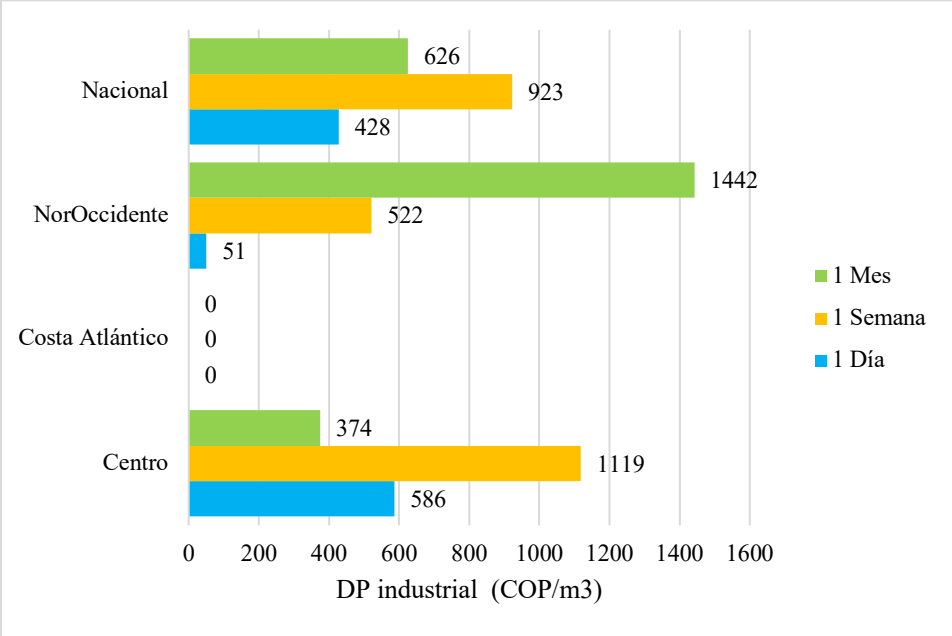


Figura 18. Disposición a Pagar (DAP) por región y horizonte temporal (COP/m³)

Disposición a ser Compensado (DC)

La Disposición a Ser Compensado (DC) corresponde al valor mínimo que las empresas consideran adecuado para recibir como compensación ante un escenario de racionamiento de gas natural. Al igual que la DAP, este indicador se estimó mediante valoración contingente, utilizando fracciones del precio reportado por cada establecimiento para determinar el monto compensatorio que haría aceptable una interrupción del suministro.

En esta fase preliminar (Tabla 19), los valores de DC reflejan únicamente las observaciones disponibles para las regiones Centro y NorOccidente. La Costa Atlántica no registra información válida, por lo que sus resultados no pueden ser interpretados.

Tabla 19. Disposición a Ser Compensado (DC) por región y horizonte temporal (COP/m³)

Región	Tarifa reportada	1 Día	1 Semana	1 Mes
Centro	2.433	1.965	3.095	4.013
Costa Atlántico	0	—	—	—
NorOccidente	2.515	341	669	1.631
Nacional	**2.457**	**1.559**	**2.556**	**2.556**

Interpretación preliminar de la DC industrial

Los resultados de la Figura 19 muestran que, en promedio, las empresas requieren montos compensatorios significativamente más altos que los valores observados para la disposición a pagar (DAP), lo cual es consistente con la naturaleza productiva del sector industrial. Entre los hallazgos principales destacan:

- Centro presenta los valores más altos de DC en todos los horizontes, alcanzando 4.013 COP/m³ en el escenario de 1 mes. Esto sugiere que las empresas de la región consideran que el impacto económico de un racionamiento prolongado es sustancial y requiere compensaciones elevadas.
- En NorOccidente, los valores de DC son considerablemente menores, especialmente en interrupciones de corta duración (341 COP/m³ en 1 día). Esto indica mayor tolerancia inicial al racionamiento, aunque la compensación requerida aumenta de manera importante en horizontes más largos.
- A nivel nacional preliminar, la DC aumenta entre 1 día y 1 semana, pero se estabiliza en el escenario mensual (2.556 COP/m³), lo que puede reflejar límites en la valoración del perjuicio marginal adicional en periodos prolongados.
- La Costa Atlántica no reporta información válida, por lo que no es posible caracterizar su comportamiento en esta etapa.

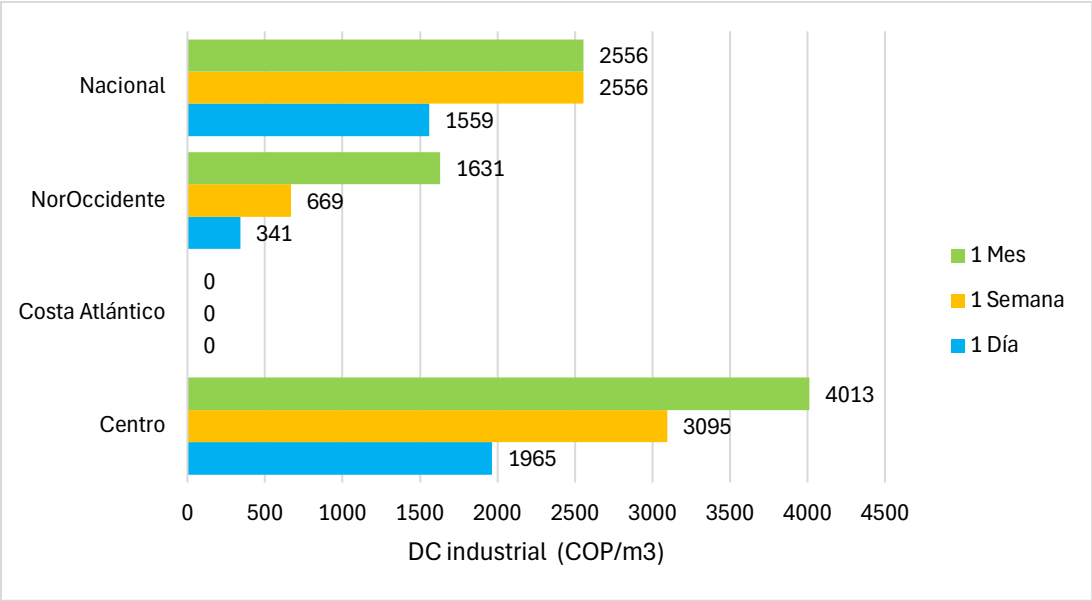


Figura 19. Disposición a Ser Compensado (DC) por región y horizonte temporal (COP/m³)

12. Resultados sector terciario

Objetivo de la sección

Presentar resultados parciales, a partir de la información hasta ahora obtenida en encuestas realizadas. Esta sección avanzará en nuevas versiones del producto.

Generalidades

A la fecha, en el sector terciario solo se ha recopilado una encuesta, correspondiente a una empresa ubicada en la región Nor Occidente. Esta organización cuenta con 60 empleados y opera como casa matriz, por lo cual las decisiones frente a un eventual corte de gas se toman directamente en el sitio de consumo.

El ingreso operacional reportado es de 14.000 millones de pesos, y el costo promedio de operación por hora—incluyendo consumos energéticos, mano de obra y demás costos asociados al proceso—se estima en $20.188.888 COP. Dado que la información proviene de un único establecimiento, estos valores deben interpretarse como resultados preliminares y no como representativos del sector terciario en su conjunto.

Consumo energético

El establecimiento reporta consumos de 121 m³/día, 849 m³/semana y 3.638 m³/mes, valores que permiten normalizar los indicadores económicos, pero no establecer patrones comparativos dada la ausencia de más observaciones.

Aplicaciones del sector terciario del gas natural

De acuerdo con la información disponible hasta la fecha para el sector terciario, el 100% del consumo de gas natural reportado corresponde al calentamiento directo. Las demás aplicaciones: generación de vapor, uso como insumo, autogeneración, cogeneración y calentamiento de aceite térmico, registran 0%, no porque estén ausentes en el sector, sino porque aún no se cuenta con un número suficiente de encuestas que permita caracterizar la diversidad real de usos (Tabla 20).

Tabla 20. Porcentaje de distribución del consumo de Gas Natural sector terciario

Tipo de aplicación	% de distribución del consumo de Gas Natural
Generación de vapor	0,00%
Calentamiento directo	100,00%
Insumo (materia prima)	0,00%

Tipo de aplicación	% de distribución del consumo de Gas Natural
Autogeneración	0,00%
Cogeneración	0,00%
Calentamiento de aceite térmico	0,00%

Equipos que consumen gas natural en el sector terciario

En cuanto a los equipos identificados en la empresa del sector terciario, tal como se muestra en la Tabla 21, todos corresponden a procesos operativos que requieren suministro continuo de gas natural. Se registran estufas, hornos y calderas de 50 litros, todos clasificados con criticidad alta, dado que su funcionamiento es indispensable para la operación diaria y la prestación del servicio. Adicionalmente, se reporta una bomba de calor, con criticidad media, cuyo cese afecta parcialmente la eficiencia del proceso, y un equipo denominado turcos, clasificado con criticidad baja, al tratarse de un componente de menor impacto operativo. En varios de los equipos la capacidad se reporta como NS/NR, lo cual indica que aún es necesario complementar la información técnica para una estimación más precisa del consumo y del impacto ante un eventual corte.

Tabla 21. Resumen de procesos, equipos y criticidad del sector Terciario por región

Proceso	Equipo	Capacidad del equipo	Criticidad
Operativo	Estufa	NS/NR	Alta
Operativo	Horno	NS/NR	Alta
Operativo	Calderas	50 lts	Alta
Operativo	Bomba de calor	NS/NR	Media
Operativo	Turcos	NS/NR	Baja

Sustitutos de gas natural sector terciario

Frente a la posibilidad de sustituir el gas natural por algún combustible o producto alternativo, se tiene que no cuenta con opciones de sustitución. Esto implica que los equipos y procesos operativos dependen exclusivamente del suministro de gas natural, lo que aumenta la vulnerabilidad operativa ante un posible corte del servicio. La ausencia de sustitutos inmediatos limita la capacidad de continuidad y obliga a detener total o parcialmente las actividades en caso de interrupción.

12.5.1. Energéticos utilizados como sustitutos del gas natural en el sector terciario

En relación con los energéticos alternativos que la empresa utiliza en caso de sustitución del gas natural, se reporta que la gasolina es el único sustituto empleado (100%). Ninguno de los demás energéticos evaluados —ACPM, Fuel Oil, carbón, gas natural comprimido (GNC),

gas natural licuado (GNL), gas licuado de petróleo (GLP) o electricidad— es utilizado como respaldo.

El análisis del sector comercial se basa en una única observación para la región NorOccidente, por lo que los resultados deben interpretarse como exploratorios.

Tarifa y componentes
La tarifa reportada es 2.388 COP/m³, compuesta principalmente por Distribución (565 COP/m³) y Otros costos (1.315 COP/m³). No se registran valores para Generación ni Comercialización, lo que limita la caracterización tarifaria completa.

Costo del perjuicio (CPR)
El Costo por Perjuicio en Racionamiento (CPR) no presenta datos en ninguno de los horizontes temporales. Por tanto, no es posible estimar el perjuicio económico asociado a interrupciones del suministro.

Disposición a Pagar (DAP)
La empresa reporta una DAP de 4.776 COP/m³ para 1 día, 1.194 COP/m³ para 1 semana y un ajuste equivalente a la tarifa base (2.388 COP/m³) para un mes. Esto sugiere una mayor disposición a evitar racionamientos breves que prolongados.

Disposición a Ser Compensado (DC)
Los valores de DC ascienden a 1.558,9 COP/m³ (1 día), 2.555,5 COP/m³ (1 semana) y 2.555,5 COP/m³ (1 mes), indicando que la compensación mínima aceptable es superior a la tarifa y más estable en horizontes medios y largos.

13. Tratamiento Compresores

Objetivo de la sección

Se presenta la descripción de los elementos que se usan para el análisis del sector de compresores y la explicación de cómo no son necesarias encuestas en este sector. Asunto este, motivado por la retroalimentación recibida durante los procesos de divulgación por parte de agentes transportadores.

Retroalimentación con Agentes

- Por la naturaleza de su operación y propósito dentro del sistema de gas natural, los compresores ameritan un tratamiento diferente al de otros agentes objeto de encuesta en este estudio. Los compresores son necesarios para la operación del sistema de gas natural, no son en sí mismos usuarios finales de este bien; como si lo son los usuarios residenciales, industriales, entre otros. Cualquier interrupción generalizada del servicio de gas natural hacia los compresores se convierte en una afectación sistémica que perjudicaría a todos los usuarios, independiente de su región o sector.

- Cualquier decisión de racionar el gas natural con destino a los compresores es en sí misma una decisión de racionar otros usuarios del país, de forma generalizada, en diferentes regiones y, por supuesto, diferentes sectores.

- Si el agente racionador, del que se habla en el modelo de costo de racionamiento, decidiera racionar a los compresores, estaría así mismo racionando a más usuarios del sistema. Como el agente racionador debe decidir sobre el racionamiento de cada usuario en específico, debe tener la capacidad técnica de cumplir con la instrucción. A decisión de racionar compresores lo llevaría a en consecuencia racionar a otros usuarios que antes no había pensado racionar; o peor aún, afectaría usuarios que no debía racionar.

- El racionamiento de los compresores afecta a la empresa propietaria de los compresores y también afecta a los demás usuarios del país. La decisión de evitar el racionamiento de los compresores no debe entonces estar en manos de la empresa propietaria de ellos. Al ser un asunto relevante para todo el sistema de gas natural la decisión debe pasar por los organismos de Planeación y Regulación del Estado.

- Al considerarse un elemento necesario para la operación del sistema, es necesario garantizar siempre su operación o, por lo menos, no es viable asignar una cantidad racionada para este sector independientemente de su ubicación

Así, como se observa en la tabla cada agente que representa a compresores comprará el ticket de no racionamiento independiente de su precio. Equivalente a modelarlo como un agente con probabilidad cero de ser racionado.

Tabla 22. Participación regional de la demanda de sector compresores

Región	Participación
Centro	70,10%
Costa Atlántica Interior	19,50%
CQR	6,70%
Magdalena Medio	2,50%
Nor Occidente	0%
Nor Oriente	0%
Sur Occidente	0%
Tolima-Huila	1,20%

Fuente: UPME (2025)

Tratamiento

El sistema de gas natural debe operar de tal forma que garantice el suministro a servicios esenciales en caso de racionamiento programado, esto exige atención a todos los elementos necesarios para que el sistema como un todo opere. Razón por la cual el país prioriza la atención de la demanda esencial de gas natural, como las estaciones de compresión de transporte.

Al no considerarse un agente que pueda decidir si acepta o no acepta un racionamiento, se considera que compresores está fuera del alcance de las encuestas a realizar en esta consultoría y sobre ellos no se presentarán resultados. De acuerdo con las condiciones de contexto este agente debe siempre utilizar el 100% del gas natural, independiente del precio del mismo o cualquier otra circunstancia.

Así, la probabilidad de evitar el racionamiento para cualquier compresor es 100%. En consecuencia, se asume que la probabilidad de aceptar ser racionado es siempre del 0%. Así, el precio máximo que los compresores pueden aceptar pagar para evitar ser racionado es indeterminado.

Una vez recopilada y analizada la información de encuestas de todos los demás sectores, el equipo de consultores podrá hacer una recomendación de cómo hacer una inferencia del costo de racionamiento del gas natural de compresores que es en sí mismo, indeterminado.

14. Estimación de costo de racionamiento

Objetivo de la sección

Presentar elementos metodológicos de los resultados obtenidos para la estimación del costo de racionamiento de los usuarios encuestados.

Modelo logit

La metodología propuesta en este estudio consiste en emplear un modelo logit para estimar la probabilidad de que los individuos no sufran racionamiento de gas. Dicho ejercicio de estimación se hace con la base de datos de 840 observaciones, donde la variable dependiente es la disponibilidad a pagar (DAP) que se mide en el corto plazo (CP), mediano plazo (MP) y largo plazo (LP). Esta variable es binaria: es igual a 1 si la persona está dispuesta a pagar el valor de no racionamiento y a 0 en caso contrario. La variable de interés es el ticket de no racionamiento que se ofrecía en el momento de la encuesta (ticket_dap_logit). Adicionalmente, se incluyeron variables binarias de control sobre las regiones en las que se realizó la encuesta.

En esta sección se aborda el asunto para usuarios residenciales. Tanto los resultados de usuarios residenciales como los de empresas han sido procesados mediante una regresión logística ponderada.

Regresión Logística Ponderada

Tanto para los resultados de encuestas residenciales como en los sectores terciario e industrial, se realiza la calibración del modelo logit, así:

- Variable endógena: «Evitar el racionamiento»: Ycorto, Ymedio y Ylargo, que toman el valor de uno si el encuestado está dispuesto a pagar el valor del ticket de costo de racionamiento asociado, para un racionamiento de un día, una semana o un mes, respectivamente.

- Variable exógena: Precio de ticket para evitar el racionamiento.

- Variable de control por región: Variables dummie por cada región del estudio

- Variable de control por sector: Variables dummie por cada sector (aplica solo para empresas).

Para ello se calibran seis modelos logit, tres para residencial, para un día, una semana y un mes y tres para empresas, para un día, una semana y un mes.

La calibración del modelo logit requiere considerar aspectos particulares del problema a resolver; en este caso, el hecho de que todo usuario estaría dispuesto a evitar el racionamiento si ello no amerita ningún costo adicional para él. En este sentido la estimación tradicional del modelo logit no permitiría reflejar estrictamente esta condición.

Para el conjunto de datos obtenido puede aparecer lo que se conoce como el fenómeno de separación perfecta, en donde el precio del ticket de cero está asociado con la aceptación siempre de evitar el racionamiento. Este fenómeno de separación perfecta hace que la probabilidad máxima del modelo sea 50%, asunto que no es apetecido ya que sabemos muy bien que en este fenómeno todas las personas que sí consumen gas natural están dispuestas a pagar la tarifa que hoy están pagando.

Así, se recurre a una calibración que permita acercar al límite y refleje que cuando el precio del ticket sea cero, la probabilidad de aceptarla tienda a 100%. Así, se ajusta el modelo mediante regresión logística ponderada, asignando un mayor peso a las observaciones donde Ticket = 0, para reflejar que en los datos reales este valor, siempre se asocia con Y = 1 de aceptar pagar la tarifa actual.

La ponderación no cambia la ecuación logística, sino que implica modificar la función de verosimilitud que determina los valores de los coeficientes, así:

$$\underset{\beta}{max} \sum_{i=1}^{n} w_i[y_i \ln(p_i) + (1 - y_i) \ln(1 - p_i)]$$

Con:

$$w_i = \begin{cases} W_{peso}; con\ X_i = 0 \\ 1; en\ otro\ caso \end{cases}$$

La ponderación modifica los valores de betas para que $P(Y=1|X=0) \geq 95\%$.

En cada una de las siguientes tablas se presentan los coeficientes estimados, los errores estándar y los intervalos de confianza al 95% correspondientes; estimados con la ayuda del software STATA.

Tabla 23. Estimación del modelo logit – corto plazo

Ycorto residencial	Coefficient	Std. err.	z	P>z	[95% conf.	interval]
corto_ticket_dap_logit	-0,000271	0,0000105	-25,9	0	-0,0002915	-0,0002505
dcentro	0,5645014	0,3358385	1,68	0,093	-0,09373	1,222733
DCostaAtlántica	0,9109017	0,3786532	2,41	0,016	0,1687551	1,653048
dcqr	0,1344	0,4152732	0,32	0,746	-0,6795205	0,9483205
dmagdalenamedio	-0,0463763	0,4507367	-0,1	0,918	-0,9298039	0,8370513
dnoroccidente	0,1402904	0,4159015	0,34	0,736	-0,6748615	0,9554422
dnororiente	-0,0232463	0,3837114	-0,06	0,952	-0,7753068	0,7288143
dsuroccidente	2,379302	0,7272198	3,27	0,001	0,953977	3,804626
_cons	5,366936	0,3221004	16,66	0	4,735631	5,998241

Ycorto Industria/terciario	Coefficient	Std. err.	z	P>z	[95% conf.	interval]
ticketdap_corto	-0,0066078	0,0006234	-10,6	0	-0,0078297	0
dcentro	1,232274	0,451808	2,73	0,006	0,346747	2,117802
DCostaAtlántica	0	(omitted)				
dcqr	0	(omitted)				
dmagdalenamedio	0	(omitted)				
dnoroccidente	0	(omitted)				
dnororiente	0	(omitted)				
dsuroccidente	0	(omitted)				
dresidencial	0	(omitted)				
dterciario	19,08914	36,61156	0,52	0,602	-52,6682	90,84647
dgnvc	0	(omitted)				
dindustria	0	(omitted)				
DTermoeléctrico	0	(omitted)				
dpetroleo	0	(omitted)				
_cons	4,580274	0,3131223	14,63	0	3,966566	5,193983

La estimación del modelo logit de la probabilidad de no ser racionado en gas natural durante un día de racionamiento muestra que el ticket es la variable más determinante, cuyo coeficiente negativo y altamente significativo indica que un aumento del precio reduce claramente la probabilidad de evitar el racionamiento.

Tabla 24. Estimación del modelo logit – mediano plazo

Ymedio residencial	Coefficient	Std. err.	z	P>z	[95% conf.	interval]
medio_ticket_dap_logit	-0,0005807	0,00002	-29,04	0	-0,0006198	-0,0005415
dcentro	0,5317358	0,3819362	1,39	0,164	-0,2168454	1,280317
DCostaAtlántica	1,301209	0,4501542	2,89	0,004	0,4189228	2,183495
dcqr	0,0559517	0,4676792	0,12	0,905	-0,8606826	0,9725861
dmagdalenamedio	-0,0458087	0,5117724	-0,09	0,929	-1,048864	0,9572468
dnoroccidente	-0,1868304	0,4492175	-0,42	0,677	-1,06728	0,6936196
dnororiente	-0,0071499	0,4376389	-0,02	0,987	-0,8649063	0,8506066
dsuroccidente	1,250637	0,572784	2,18	0,029	0,1280012	2,373273
_cons	5,625436	0,3673198	15,31	0	4,905503	6,34537

Ymedio industrial/terciario	Coefficient	Std. err.	z	P>z	[95% conf.	interval]
ticketdap_medio	-0,0048896	0,0004387	-11,14	0	-0,0057495	-0,0040297
dcentro	0,2256715	0,3538966	0,64	0,524	-0,4679531	0,9192962
DCostaAtlántica	0	(omitted)				
dcqr	0	(omitted)				
dmagdalenamedio	0	(omitted)				
dnoroccidente	0	(omitted)				
dnororiente	0	(omitted)				
dsuroccidente	0	(omitted)				
dresidencial	0	(omitted)				
dterciario	0,844937	1,025437	0,82	0,41	-1,164883	2,854757
dgnvc	0	(omitted)				
dindustria	0	(omitted)				
DTermoeléctrico	0	(omitted)				
dpetroleo	0	(omitted)				
_cons	4,446111	0,2969303	14,97	0	3,864138	5,028083

La estimación del modelo logit de mediano plazo confirma que el ticket sigue siendo el factor más determinante, con un coeficiente negativo y altamente significativo que refleja cómo un incremento en la tarifa reduce claramente la probabilidad de evitar el racionamiento. En este horizonte temporal, se observa además que ciertas regiones adquieren relevancia: el Centro muestra un efecto positivo y significativo, lo que sugiere una mayor resiliencia frente al racionamiento; el Suroccidente mantiene un impacto favorable, aunque con menor fuerza que en el corto plazo; y la Costa Atlántica se consolida como la región más beneficiada, con un coeficiente positivo y robusto que indica mejores condiciones de suministro.

La estimación del modelo logit de largo plazo confirma la consistencia de ciertos patrones observados en horizontes anteriores. El ticket mantiene un coeficiente negativo y altamente significativo, lo que evidencia que un incremento en el precio reduce claramente la probabilidad de evitar el racionamiento, consolidándose como el factor económico más crítico. En cuanto a las variables regionales, el Centro y la Costa Atlántica muestran efectos positivos y robustos, lo que refleja ventajas estructurales en el suministro. El Suroccidente presenta un coeficiente positivo, marginalmente significativo, lo que sugiere resiliencia, aunque con menor certeza estadística. Las demás regiones no muestran evidencia concluyente, con intervalos de confianza amplios que incluyen cero.

Tabla 25. Estimación del modelo logit – largo plazo

Ylargo residencial	Coefficient	Std. err.	z	P>z	[95% conf.	interval]
largo_ticket_dap_logit	-0,0019273	0,0000669	-28,81	0	-0,0020584	-0,0017962
dcentro	0,8810279	0,3748455	2,35	0,019	0,1463442	1,615712
DCostaAtlántica	1,410129	0,4418933	3,19	0,001	0,544034	2,276224
dcqr	-0,0055454	0,4479299	-0,01	0,99	-0,8834719	0,872381
dmagdalenamedio	-0,0419004	0,4993804	-0,08	0,933	-1,020668	0,9368671
dnoroccidente	-0,2152902	0,4331459	-0,5	0,619	-1,064241	0,6336601
dnororiente	0,0706879	0,4281509	0,17	0,869	-0,7684724	0,9098482
dsuroccidente	0,9243391	0,5152714	1,79	0,073	-0,0855742	1,934252
_cons	5,480129	0,3552754	15,43	0	4,783802	6,176456

Ylargo industrial/terciario	Coefficient	Std. err.	z	P>z	[95% conf.	interval]
ticketdap_largo	-0,0056203	0,0005117	-10,98	0	-0,0066234	-0,0046173
dcentro	-0,271065	0,5035664	-0,54	0,59	-1,258037	0,715907
DCostaAtlántica	0	(omitted)				
dcqr	0	(omitted)				
dmagdalenamedio	0	(omitted)				
dnoroccidente	0	(omitted)				
dnororiente	0	(omitted)				
dsuroccidente	0	(omitted)				
dresidencial	0	(omitted)				
dterciario	20,34918	3,257399	6,25	0	13,9648	26,73357
dgnvc	0	(omitted)				
dindustria	0	(omitted)				
DTermoeléctrico	0	(omitted)				
dpetroleo	0	(omitted)				
_cons	5,472713	0,459948	11,9	0	4,571232	6,374195

Costo de racionamiento para un usuario

Si se considera π_i^* como la probabilidad de que un usuario en específico i evite el racionamiento, se puede demostrar que el costo de racionamiento para este usuario está dado por la siguiente expresión, que puede ser utilizada para estimar el costo de racionamiento asociado a la probabilidad de este de evitar el racionamiento.

$$CR_i = Tarifa_i + \frac{-\ln\left(\frac{1}{\pi_i^*} - 1\right) - \sum VE_i}{\beta_{ticket}}$$

Donde $\sum VE$ hace referencia a la suma de los efectos de todas las variables explicativas en una regresión logística entre «evitar el racionamiento» y el ticket de racionamiento. Y β_{ticket} es el coeficiente que multiplica el precio del ticket en la misma regresión.

Costo de racionamiento para usuarios residenciales

A continuación, se presenta el valor esperado de costo de racionamiento; esto es, el costo de racionamiento asociado con una probabilidad del 50% de ser aceptado el racionamiento para las encuestas residenciales.

Tabla 26. Costo de racionamiento para usuarios residenciales para 50% de ser aceptado el racionamiento, residencial (COP/m3)

Región	**Tarifa Encuesta**	**Un día** Costo de racionamiento P50%	**Una semana** Costo de racionamiento P50%	**Un mes** Costo de racionamiento P50%
Centro	2686	24574	13289	5987
Costa Atlántica	3166	26332	15094	6741
CQR	3270	23570	13054	6111
Magdalena Medio	2638	22271	12246	5459
Nor Occidente	2429	22751	11795	5161
NorOriente	2616	22335	12291	5496
Sur Occidente	3093	31677	14934	6416
Tolima Huila	5686	25491	15374	8530
Nacional	2948	24970	13580	6148

A continuación, se presentan los costos de racionamiento obtenidos para las encuestas a los usuarios residenciales asociando la probabilidad de aceptación del racionamiento. Se hace reporte de resultados para una probabilidad asociada de aceptar el racionamiento del 5%, 10%, 25%, 50%, 75%, 90%, 95%, por regiones y según duración.

Tabla 27. Costo de racionamiento para usuarios residenciales en función de la probabilidad de aceptar ser racionados, residencial

Duración de racionamiento un día (COP/m3)								
Región	Tarifa Encuesta	Costo de racionamiento P5%	Costo de racionamiento P10%	Costo de racionamiento P25%	Costo de racionamiento P50%	Costo de racionamiento P75%	Costo de racionamiento P90%	Costo de racionamiento P95%
Centro	2686	13708	16466	20520	24574	28628	32681	35439
Costa Atlántica	3166	15467	18224	22278	26332	30386	34440	37197
CQR	3270	12705	15462	19516	23570	27624	31678	34435
Magdalena Medio	2638	11406	14163	18217	22271	26325	30379	33136
Nor Occidente	2429	11886	14643	18697	22751	26805	30859	33616
NorOriente	2616	11470	14227	18281	22335	26389	30443	33200
Sur Occidente	3093	20812	23569	27623	31677	35731	39785	42542
Tolima Huila	5686	14626	17383	21437	25491	29545	33599	36356
Nacional	2948	14105	16862	20916	24970	29024	33078	35835

Duración de racionamiento Una semana (COP/m3)								
Región	Tarifa Encuesta	Costo de racionamiento P5%	Costo de racionamiento P10%	Costo de racionamiento P25%	Costo de racionamiento P50%	Costo de racionamiento P75%	Costo de racionamiento P90%	Costo de racionamiento P95%
Centro	2686	8219	9506	11397	13289	15181	17073	18360
Costa Atlántica	3166	10024	11311	13203	15094	16986	18878	20165
CQR	3270	7983	9270	11162	13054	14946	16837	18124
Magdalena Medio	2638	7176	8462	10354	12246	14138	16030	17317
Nor Occidente	2429	6724	8011	9903	11795	13687	15579	16865
NorOriente	2616	7221	8508	10399	12291	14183	16075	17362
Sur Occidente	3093	9864	11151	13043	14934	16826	18718	20005
Tolima Huila	5686	10303	11590	13482	15374	17266	19158	20444
Nacional	2948	8510	9796	11688	13580	15472	17364	18651

Duración de racionamiento Un mes (COP/m3)								
Región	Tarifa Encuesta	Costo de racionamiento P5%	Costo de racionamiento P10%	Costo de racionamiento P25%	Costo de racionamiento P50%	Costo de racionamiento P75%	Costo de racionamiento P90%	Costo de racionamiento P95%
Centro	2686	4459	4847	5417	5987	6557	7127	7515
Costa Atlántica	3166	5214	5601	6171	6741	7311	7882	8269
CQR	3270	4583	4971	5541	6111	6681	7251	7638
Magdalena Medio	2638	3932	4319	4889	5459	6029	6600	6987
Nor Occidente	2429	3633	4021	4591	5161	5731	6301	6689
NorOriente	2616	3969	4356	4926	5496	6066	6636	7024
Sur Occidente	3093	4889	5276	5846	6416	6986	7557	7944
Tolima Huila	5686	7002	7390	7960	8530	9100	9670	10058
Nacional	2948	4621	5008	5578	6148	6718	7288	7676

Costo de racionamiento para usuarios industrial y terciario.

Por la cantidad de encuestas realizadas hasta el momento, la información asociada con el costo de racionamiento se refiere fundamentalmente para el sector industrial. A continuación, se presentan los costos de racionamiento obtenidos para las encuestas a los usuarios industriales y terciarios. Se hace reporte de resultados para una probabilidad asociada de aceptar el racionamiento del 5%, 10%, 25%, 50%, 75%, 90%, 95%, por regiones y según duración.

Tabla 28. Costo de racionamiento para usuarios Industriales segúna probabilidad de aceptar ser racionados

Duración de racionamiento un día (COP/m3)							
Región	Costo de racionamiento P5%	Costo de racionamiento P10%	Costo de racionamiento P25%	Costo de racionamiento P50%	Costo de racionamiento P75%	Costo de racionamiento P90%	Costo de racionamiento P95%
Centro	2866	2980	3146	3312	3478	3645	3758
Costa Atlántica	10247	10360	10526	10692	10858	11025	11138
CQR	0	0	0	0	0	0	0
Magdalena Medio	0	0	0	0	0	0	0
Nor Occidente	5476	5589	5755	5922	6088	6254	6367
NorOriente	0	0	0	0	0	0	0
Sur Occidente	0	0	0	0	0	0	0
Tolima Huila	0	0	0	0	0	0	0
Nacional	6196	6309	6476	6642	6808	6974	6141
Duración de racionamiento Una semana (COP/m3)							
Región	Costo de racionamiento P5%	Costo de racionamiento P10%	Costo de racionamiento P25%	Costo de racionamiento P50%	Costo de racionamiento P75%	Costo de racionamiento P90%	Costo de racionamiento P95%
Centro	2786	2938	3163	3388	3613	3837	3990
Costa Atlántica	10306	10459	10684	10908	11133	11358	11510
CQR	0	0	0	0	0	0	0
Magdalena Medio	0	0	0	0	0	0	0
Nor Occidente	2867	3020	3245	3469	3694	3919	4071
NorOriente	0	0	0	0	0	0	0
Sur Occidente	0	0	0	0	0	0	0
Tolima Huila	0	0	0	0	0	0	0
Nacional	5320	5472	5697	5922	6146	6371	6524
Duración de racionamiento Un mes (COP/m3)							
Región	Costo de racionamiento P5%	Costo de racionamiento P10%	Costo de racionamiento P25%	Costo de racionamiento P50%	Costo de racionamiento P75%	Costo de racionamiento P90%	Costo de racionamiento P95%
Centro	2834	2967	3162	3358	3553	3749	3882
Costa Atlántica	10449	10582	10777	10973	11168	11364	11497
CQR	0	0	0	0	0	0	0
Magdalena Medio	0	0	0	0	0	0	0
Nor Occidente	6397	6530	6726	6921	7117	7312	7445
NorOriente	0	0	0	0	0	0	0
Sur Occidente	0	0	0	0	0	0	0
Tolima Huila	0	0	0	0	0	0	0
Nacional	6560	6693	6888	7084	7279	7475	7608

15. Aproximación econométrica a la elasticidad

Objetivo de la sección

Definición metodología 6. Revisar y actualizar las estimaciones de costo de racionamiento disponibles en la UPME, tanto las realizadas desde estudios basados en información primaria como con información secundaria. Conceptualizar sobre sus limitaciones y sobre su actual representatividad. (Parte 2. Actualizar las estimaciones de modelo de costo de racionamiento a partir de la metodología utilizada en el documento de trabajo de UPME (2024): "Estimación de costos de racionamiento de energía eléctrica y gas natural")

En esta sección se aplica la metodología y la estimación del costo de racionamiento de gas empleando información secundaria. Para ello, se utiliza como fuente de información la que se encuentra en el Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, información del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) y otras fuentes de información que se encuentran disponibles a los usuarios en general (i.e portales de noticias, portales con normatividad del sector, etc.).

Costo de racionamiento y elasticidad

Para proceder a la estimación del costo de racionamiento, es indispensable recordar que se parte de un modelo teórico, referenciado en investigaciones anteriores (UPME, 2024; Quantil, 2021), y que se sustenta en la teoría microeconómica del excedente del consumidor. El desarrollo conceptual parte de la ecuación (1):

$$CMR = P_0 + CMI \tag{1}$$

Donde el costo medio de racionamiento (CMR) es igual a la tarifa pagada actualmente (P_0) más el costo medio de interrupción que al final es la disponibilidad a pagar adicional por parte del usuario para conservar el servicio de gas (CMI). Se recuerda también que el costo medio de interrupción se estima como:

$$CMI = -\frac{[\delta + (1-\delta)\ln(1-\delta)]}{\delta\alpha} \tag{2}$$

Donde $\delta \in (0,1)$ es el porcentaje de gas racionado con respecto a las cantidades iniciales (que se asume exógeno en el modelo, dado que es definido por el regulador del mercado). Es importante señalar que el costo de interrupción en este caso no depende ni del precio ni de

las cantidades. Por su parte, α se define como la semi-elasticidad precio de la demanda del mercado:

$$\alpha = \frac{\frac{\Delta \mathrm{Q}}{\Delta P}}{Q} = \frac{\Delta \mathrm{Q}}{(\Delta P)Q} \tag{3}$$

Con lo cual, la elasticidad precio de la demanda del mercado de gas natural ε es:

$$\varepsilon = \alpha P \tag{4}$$

Partiendo de que la función de demanda es:

$$Q = Ke^{\alpha P} \tag{5}$$

Donde K es una constante y P es el precio de mercado y Q es la cantidad de mercado. Se entiende que en el caso de la función de demanda se espera que $\alpha < 0$. Con lo anterior, las cantidades racionadas Q^R son:

$$Q^R = \delta \mathrm{Q} = \delta K e^{\alpha P} \tag{6}$$

En ese sentido, en esta sección, se realizan estimaciones con el fin de obtener el parámetro α, para con ello calcular el CMI y el CMR empleando las ecuaciones señaladas anteriormente. Para la obtención del parámetro α por medio de ***estimación econométrica***, se parte de la función de demanda que aparece en la ecuación (5) y tomando logaritmo natural se tiene:

$$\ln(Q) = \ln(K) + \alpha P \tag{7}$$

Esta expresión se puede poner en forma econométrica para observaciones en el tiempo t:

$$\ln(Q)_t = \beta_0 + \alpha P_t + e_t \tag{8}$$

Donde $\beta_0 = \ln(K)$ y e_t es el término de error del modelo. En esta representación Q_t corresponde a las cantidades consumidas de gas y P_t al precio o tarifa de gas. Se tienen observaciones mensuales desde enero del año 2005 hasta agosto de 2025. Para tener una mejor estimación del parámetro se emplean las variables de control ISE_t que es el índice de seguimiento a la actividad económica del DANE, una variable binaria denominada Covid$_t$ que toma el valor de 1 entre marzo de 2020 y junio del 2022 periodo en el cual se presentó el COVID y una variable denominada R_t que toma el valor de 1 cuando se registra un evento relacionado con racionamiento de gas.

Dado que las variables principales, que son las cantidades consumidas Q y la tarifa de mercado P son variables de series de tiempo, deben ser sometidas a la prueba de raíz unitaria

para determinar su grado de integración (definir en qué nivel de diferenciación es estacionaria). Frente a los datos obtenidos por medio de la plataforma SUI, se realiza un suavizamiento de su serie con un promedio móvil mensual de orden 12, esto es, MA(12) tanto para los precios del gas como para las cantidades demandadas. Esto permite realizar suavizaciones de las series de tiempo y corregir, en la medida de lo posible, la presencia de datos atípicos que, por lo general, se observan en bases de datos procedentes de autorreportes.

Proceso de cálculo

La metodología desarrollada es similar a las anteriores, reportadas en productos anteriores. Para cada una de las series obtenidas se aplica el siguiente algoritmo:

1. Se obtienen los datos consolidados por región, por sector económico y en total nacional de la plataforma SUI: datos mensuales desde enero de 2005 hasta agosto de 2025.
2. Los datos se organizan, se filtran y se les aplica un suavizamiento mediante un promedio móvil de 12 meses, con el fin de que la serie retire los comportamientos estacionales y que los datos atípicos se mitigan con el comportamiento de un año promedio.
3. Posteriormente, se realiza un proceso de estacionariedad de las series usando pruebas de raíz unitaria y, posteriormente, de primeras diferencias.
4. Se realizan las regresiones correspondientes de acuerdo con la metodología para obtener el estimador del parámetro de semielasticidad.
5. Finalmente, para cada caso se obtienen la demanda, el costo medio de interrupción y el costo medio de racionamiento a partir de la tarifa señalada en el mercado y un porcentaje de racionamiento aplicado.

En el anexo de este producto se presentan las tablas con los resultados de las regresiones realizadas.

Resultados por sector

Se muestran los resultados de los coeficientes α agrupados por sector o actividad económica. Los coeficientes estimados indican el efecto de la tarifa o el precio del gas sobre las cantidades demandadas. Más aún, al multiplicar estos coeficientes por cien, se obtiene una interpretación porcentual del cambio en la demanda ante un aumento de $1 COP en el precio por metro cúbico de gas.

Todos los coeficientes tienen signo negativo, de modo que señalan la relación inversa propia de la función de demanda. El sector residencial es el de menor elasticidad y el de compresores, el de mayor elasticidad. Este patrón implicaría que los sectores intensivos en energía fósil o procesos mecánicos (Petrolero, termoeléctrico, compresores) son los que más

reducen la variable de consumo, mientras que los sectores de consumo final (Residencial, terciario) apenas generan variaciones.

Aun así, los resultados de los intervalos de confianza indican que los coeficientes tienen poca significancia estadística. Esto revela problemas para identificar con claridad a partir de los datos, dado que la base de datos proviene de un autorreporte de los oferentes de gas natural.

Tabla 29. Coeficientes estimados de las regresiones por sector.

	Coeficiente	**Error Estándar**	**Intervalo de confianza 95%**	
	α		**Inferior**	**Superior**
Residencial	-0,0017521181	0,000967327	-0,003648079	0,000143843
Terciario	-0,0030200294	0,006343189	-0,015452679	0,009412620
GNCV	-0,004130798	0,019563258	-0,042474784	0,034213188
Industrial	-0,0035492259	0,013177517	-0,029377159	0,022278707
Termoeléctrico	-0,0094494949	0,023655852	-0,055814965	0,036915975
Petrolero	-0,0136042493	0,02038577	-0,053560358	0,026351860
Compresores	-0,0554370432	0,094979948	-0,241597741	0,130723655

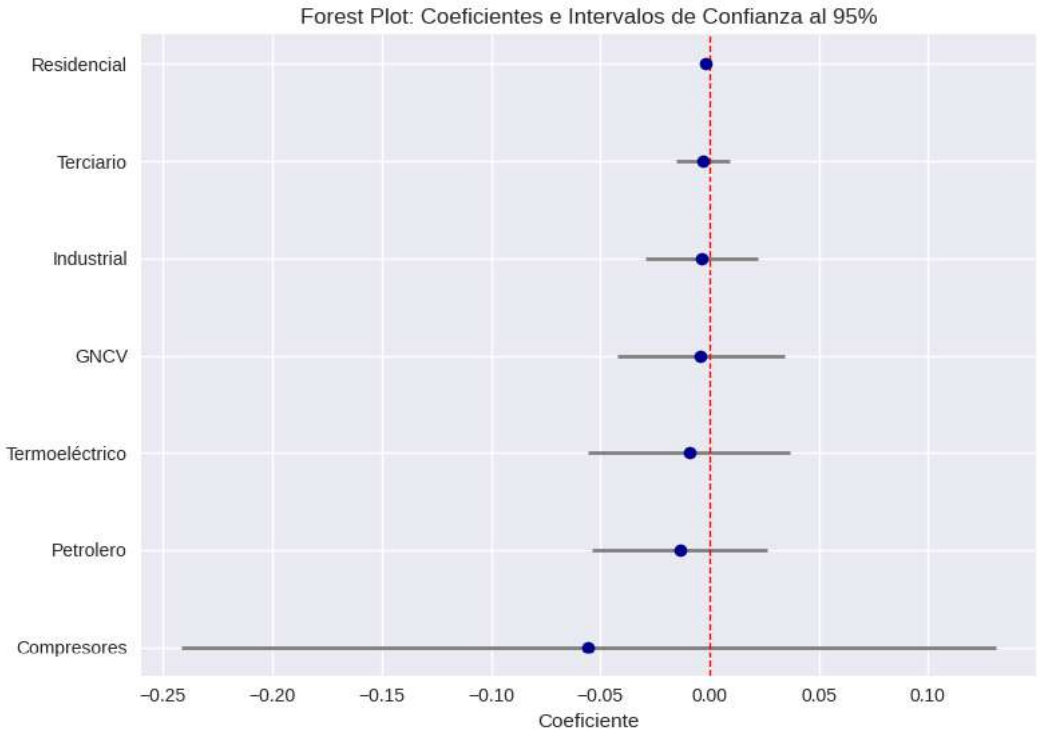


Figura 20. Coeficientes por sector. Línea de intervalo de confianza al 95%

A partir de estos resultados se obtienen el costo medio de interrupción (CMI), el costo medio de racionamiento (CMR), la demanda, la demanda racionada y la demanda disponible para racionamientos de 5%, 10% y 20%

Tabla 30. Costo medio de interrupción (CMI), costo medio de racionamiento (CMR). Sectores económicos

Segmento	Mercado		Racionamiento		δ	5%	Racionamiento		δ	10%	Racionamiento		δ	20%
	Tarifa	Demanda	CMI	CMR	Qracionada	Qdisponible	CMI	CMR	Qracionada	Qdisponible	CMI	CMR	Qracionada	Qdisponible
	COP/m3	m3	COP/m3	COP/m3	m3	m3	COP/m3	COP/m3	m3	m3	COP/m3	COP/m3	m3	m3
Residencial	4097	129130364	15	4112	6456518	122673846	30	4127	12913036	116217328	61	4158	25826073	103304291
Terciario	13312	85200086	8	13320	4260004	80940081	17	13329	8520009	76680077	36	13348	17040017	68160069
GNCV	3204	33002999	6	3210	1650150	31352849	13	3217	3300300	29702699	26	3230	6600600	26402399
Industrial	2709	168715250	7	2716	8435762	160279487	15	2724	16871525	151843725	30	2739	33743050	134972200
Termoeléctrico	27620	7747907	3	27623	387395	7360511	5	27625	774791	6973116	11	27631	1549581	6198325
Petrolero	11762	8073196	2	11764	403660	7669536	4	11766	807320	7265877	8	11770	1614639	6458557
Compresores	5544	3860429	0	5544	193021	3667408	1	5545	386043	3474386	2	5546	772086	3088343

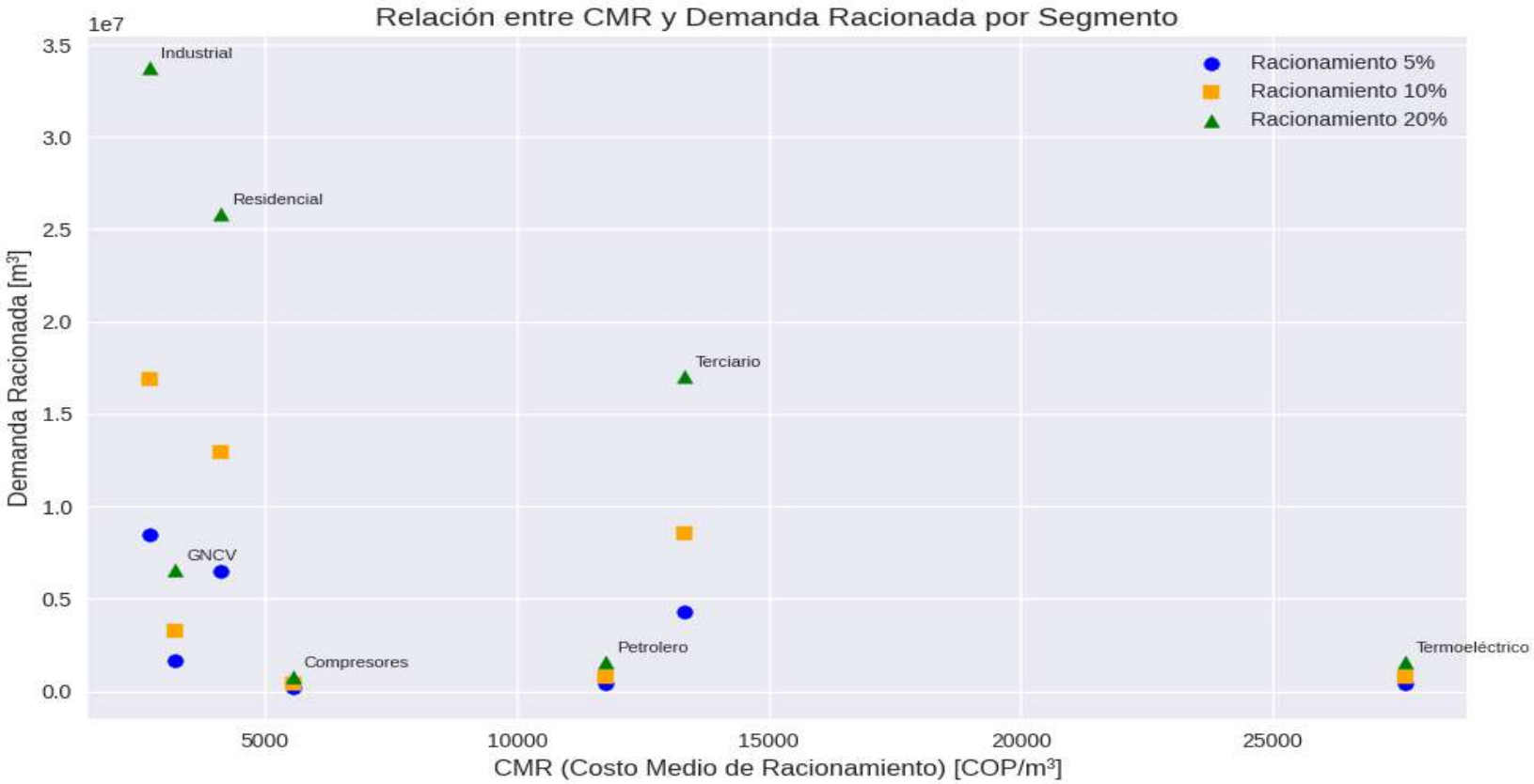


Figura 21. CMR y demanda racionada por sector.

Un escenario de racionamiento del 5% implica una reducción moderada en la disponibilidad de gas natural, afectando de manera diferenciada a los distintos segmentos de consumo. En el sector residencial, la restricción alcanza 6,4 millones de metros cúbicos, lo que reduce la oferta disponible a 122,6 millones de metros cúbicos. Aunque la magnitud absoluta es elevada, el impacto relativo sobre la tarifa es limitado, con un incremento marginal en CMI de 15 a 30 COP/m³. El sector terciario enfrenta una reducción de 4,2 millones de metros cúbicos, manteniendo aún 80,9 millones disponibles, mientras que el industrial, con la mayor demanda inicial, absorbe un recorte de 8,4 millones, quedando con 160 millones. Los sectores de menor demanda, como el termoeléctrico, el petrolero y los compresores, muestran ajustes más pequeños en volumen, aunque el efecto sobre la relación entre CMI y CMR es perceptible. En conjunto, este nivel de racionamiento refleja un ajuste manejable: los grandes consumidores soportan la mayor parte de la reducción en términos absolutos, mientras que los sectores de tarifas más altas (terciario y termoeléctrico) experimentan un encarecimiento relativo. El sistema conserva la estabilidad, aunque se vislumbran tensiones incipientes en los segmentos de mayor volumen.

Con un racionamiento del 10%, las tensiones en el mercado se intensifican y los efectos se vuelven más visibles, tanto en volumen como en costos. El sector residencial enfrenta una reducción de 12,9 millones de metros cúbicos, quedando con 116 millones disponibles, lo que representa un ajuste significativo en términos absolutos. El costo medio de interrupción se eleva a 41 COP/m³, lo que duplica prácticamente el nivel inicial. El sector terciario pierde 8,5 millones de metros cúbicos, con una oferta remanente de 76,6 millones, mientras que el industrial absorbe un recorte de 16,8 millones, quedando con 151 millones. En los sectores de menor demanda, como el termoeléctrico y el petrolero, los volúmenes racionados alcanzan 0,77 y 0,8 millones, respectivamente, lo que reduce su disponibilidad en proporciones más notorias. El sector de compresores, aunque pequeño, también enfrenta un ajuste de 0,38 millones, lo que representa una presión relativa considerable. En este escenario, el encarecimiento de los CMR y CMI se vuelve más evidente, lo que muestra que la elasticidad de respuesta de los sectores comienza a diferenciarse. Los grandes consumidores siguen absorbiendo la mayor parte del ajuste, pero los sectores con tarifas más altas enfrentan un doble impacto: una reducción del volumen y un encarecimiento relativo.

El escenario de racionamiento del 20% representa una situación crítica, en la que las reducciones de volumen y los incrementos en CMR y CMI se vuelven estructurales. El sector residencial pierde 25,8 millones de metros cúbicos, quedando con 103 millones disponibles, mientras que su CMI se dispara a 61 COP/m³, cuadruplicando el nivel inicial. El sector industrial, con la mayor demanda, absorbe una reducción de 33,7 millones, quedando con 134 millones, lo que refleja la magnitud del ajuste en términos absolutos. El terciario enfrenta una restricción de 17 millones, con una oferta remanente de 68 millones, mientras que el GNCV pierde 6,6 millones y queda con 26 millones. Los sectores de menor demanda, como el termoeléctrico y el petrolero, muestran reducciones de 1,5 y 1,6 millones, respectivamente,

con disponibilidades de 6,2 y 6,4 millones. El sector de compresores, aunque pequeño, enfrenta una reducción de 0,77 millones, quedando con apenas 3 millones. En este escenario, la presión sobre los costos marginales internos y de racionamiento es máxima, lo que refleja un mercado en tensión. Los sectores de gran volumen absorben la mayor parte del ajuste, pero los de tarifas más altas enfrentan un encarecimiento que compromete su sostenibilidad. El sistema entra en una fase de vulnerabilidad estructural.

Resultados por región y total nacional.

Ahora, siguiendo la misma forma de presentación, se muestran en la Tabla 31 los resultados por regiones y el total nacional. La tabla muestra los resultados de los coeficientes α estimados, su error estándar y el intervalo de confianza al 95%.

Tabla 31. Coeficientes de regresión estimados por regiones y total nacional.

	Coeficiente	**Error Estándar**	**Intervalo de confianza 95%**	
	α		**Inferior**	**Superior**
Centro	-0,0040225339	0,014445301	-0,032335324	0,024290256
Costa atlántica	-0,0002392389	0,0000218305	-0,000282027	-0,000196451
CQR	-0,003587083	0,002795881	-0,009067010	0,001892845
Magdalena medio	-0,018796369	0,007033598	-0,032582221	-0,005010518
Noroccidente	-0,005422782	0,003820319	-0,012910607	0,002065044
Nororiente	-0,000036821	0,000012676	-0,000061666	-0,000011976
Suroccidente	-0,00514033	0,00430623	-0,013580542	0,003299881
Tolima Huila	-0,013887368	0,006695408	-0,027010368	-0,000764369
Nacional	-0,0000089525	0,0000024816	-0,000013816	-0,000004089

En el análisis de los coeficientes regionales, se observa que todos presentan valores negativos, lo que sugiere una relación inversa entre la tarifa y el consumo. Sin embargo, la magnitud y la precisión de estos efectos varían significativamente. Regiones como Magdalena Medio(-0,0188) y Tolima-Huila (-0,0139) destacan por presentar coeficientes relativamente grandes en valor absoluto y, además, intervalos de confianza que no incluyen el cero, lo que refuerza la consistencia de su impacto negativo. En contraste, áreas como Costa Atlántica (-0,000239) y Nororiente (-0,000037) muestran coeficientes muy pequeños, casi nulos, pero con intervalos de confianza ajustados que tampoco incluyen el cero, lo que indica significancia estadística, aunque con efectos mínimos en términos prácticos. Estos resultados sugieren que, si bien algunas regiones evidencian impactos estructurales claros, otras reflejan efectos estadísticamente detectables, pero de baja relevancia económica.

Por otro lado, regiones como Centro (-0,0040), CQR (-0,0036), Noroccidente (-0,0054) y Suroccidente (-0,0051) presentan coeficientes negativos moderados, pero sus intervalos de confianza abarcan el cero, lo que implica que no hay evidencia estadística suficiente para confirmar un efecto real. Esto puede deberse a una mayor variabilidad en los datos o a la presencia de factores no capturados por el modelo. El caso de la estimación nacional (-

0,000009) es particular: aunque el coeficiente es prácticamente nulo, el intervalo de confianza es muy estrecho y no incluye el cero, lo que refleja una consistencia estadística, pero sin relevancia práctica. En conjunto, el análisis muestra una heterogeneidad marcada: algunas regiones con efectos fuertes y significativos, otras con impactos mínimos, pero estadísticamente válidos, y varias sin evidencia concluyente. Esta diversidad sugiere que las dinámicas regionales deben interpretarse con cuidado, diferenciando entre la significancia estadística y la relevancia económica.

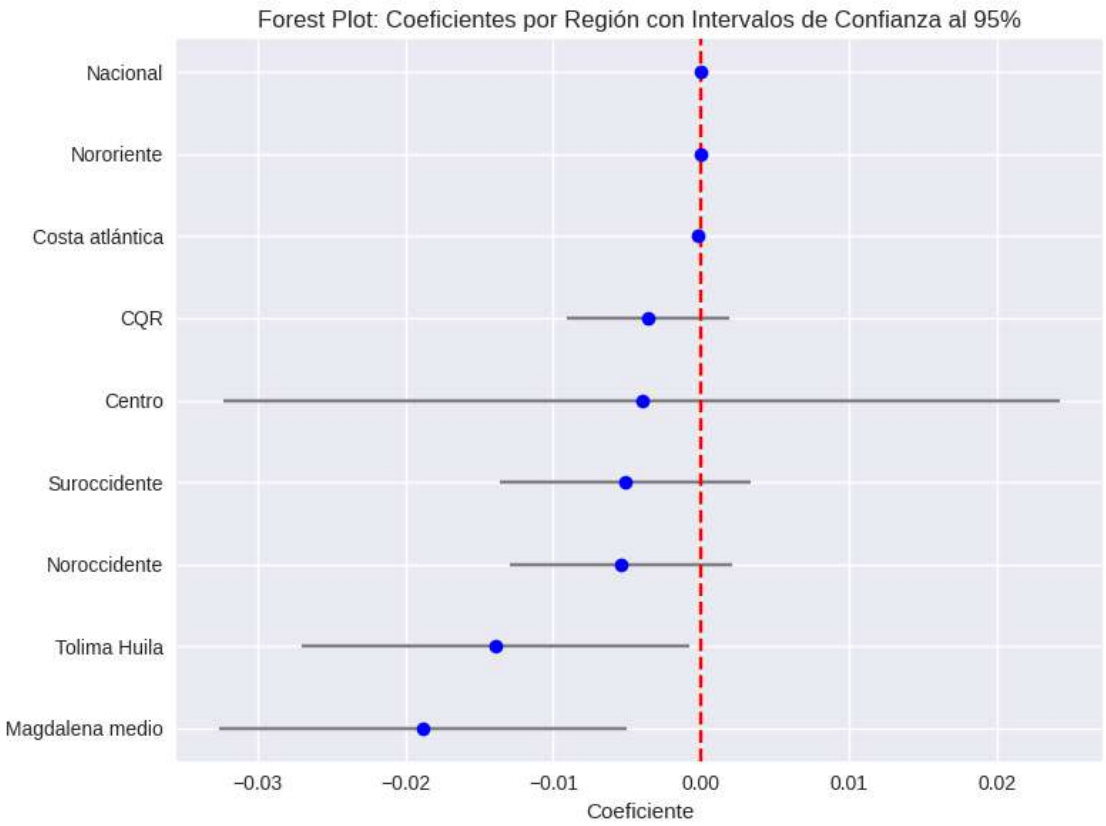


Figura 22. Coeficientes por región e intervalo de confianza al 95%

Los resultados del costo medio de racionamiento (CMR) y del costo medio de interrupción (CMI), junto con los valores demandados para los diferentes niveles de racionamiento, se presentan en la Tabla 32.

Tabla 32. Estimaciones de CMR y CMI, junto con la demanda, para regiones y para el total nacional.

Segmento	Mercado		Racionamiento		δ	5%	Racionamiento		δ	10%	Racionamiento		δ	20%
	Tarifa	Demanda	CMI	CMR	Qracionada	Qdisponible	CMI	CMR	Qracionada	Qdisponible	CMI	CMR	Qracionada	Qdisponible
	COP/m3	m3	COP/m3	COP/m3	m3	m3	COP/m3	COP/m3	m3	m3	COP/m3	COP/m3	m3	m3
Centro	2679	148671631	6	2685	7433582	141238050	13	2692	14867163	133804468	27	2706	29734326	118937305
Costa atlántica	3576	97899774	106	3682	4894989	93004785	216	3792	9789977	88109796	449	4025	19579955	78319819
CQR	3196	21968244	7	3203	1098412	20869832	14	3210	2196824	19771419	30	3226	4393649	17574595
Magdalena medio	5444	5390859	1	5445	269543	5121316	3	5447	539086	4851773	6	5450	1078172	4312687
Noroccidente	2453	42841191	5	2458	2142060	40699131	10	2463	4284119	38557072	20	2473	8568238	34272953
Nororiente	3919	16245423	691	4610	812271	15433152	1406	5325	1624542	14620881	2918	6837	3249085	12996339
Suroccidente	3730	44714433	5	3735	2235722	42478711	10	3740	4471443	40242989	21	3751	8942887	35771546
Tolima Huila	5583	6127414	2	5585	306371	5821043	4	5587	612741	5514672	8	5591	1225483	4901931
Nacional	6653	436578096	2840	9493	21828905	414749191	5781	12434	43657810	392920286	12000	18653	87315619	349262477

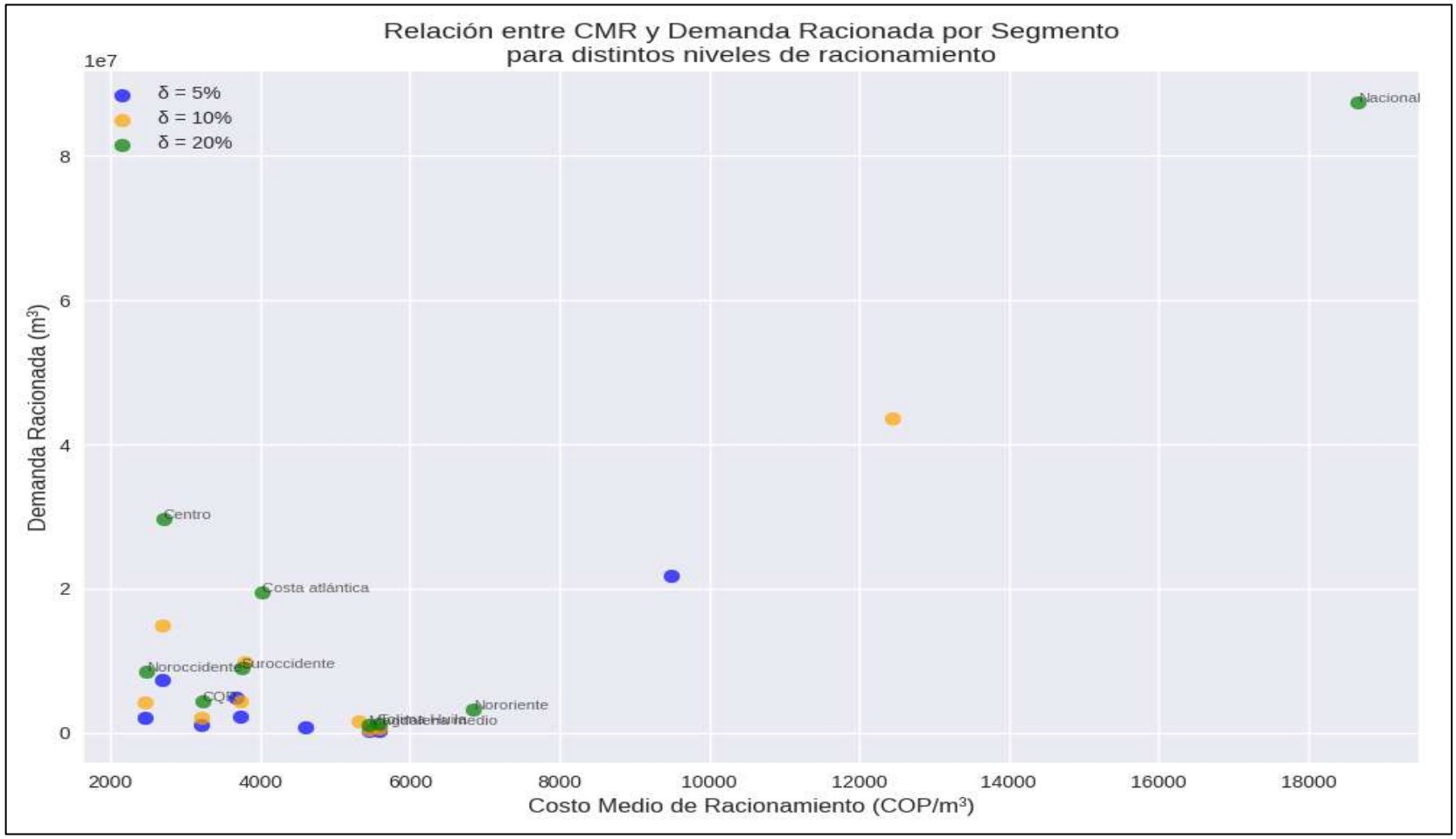


Figura 23. CMR y demanda de gas natural por regiones y total nacional

El escenario de racionamiento del 5% refleja un ajuste inicial moderado en la disponibilidad de gas natural, con impactos diferenciados según el segmento. El mercado nacional absorbe la mayor reducción absoluta, con más de 21 millones de metros cúbicos racionados, lo que evidencia la magnitud del ajuste agregado. En el sector residencial, la restricción alcanza 7,4 millones de metros cúbicos, mientras que en el industrial se recortan 8,4 millones, ambos con CMI relativamente bajos, lo que sugiere que son sectores de gran volumen y menor sensibilidad a la interrupción. En contraste, la Costa Atlántica y el Nororiente muestran un comportamiento distinto: aunque el volumen racionado es menor, el CMR se eleva significativamente, lo que refleja una estructura tarifaria más cara y menos flexible. Este escenario permite identificar que los grandes consumidores soportan la mayor parte del ajuste en términos de cantidad, mientras que las regiones con tarifas altas enfrentan un encarecimiento relativo del costo medio de racionamiento.

Con un racionamiento del 10%, las tensiones en el sistema se intensifican y los efectos se vuelven más visibles tanto en volumen como en costos. El mercado nacional enfrenta una reducción de más de 43 millones de metros cúbicos, lo que representa un ajuste considerable en la oferta agregada. El sector residencial pierde 14,8 millones de metros cúbicos, mientras que el industrial absorbe un recorte de 16,8 millones de metros cúbicos, consolidando su papel como principal soporte del ajuste. En el caso de la Costa Atlántica, la restricción alcanza casi 9,8 millones de metros cúbicos, con un CMR que supera los 3.700 COP/m³, lo que refleja un encarecimiento notable. El Nororiente también muestra un fuerte incremento en CMR, que pasa de 4.610 a 5.325 COP/m³, aunque con volúmenes más pequeños. Este escenario evidencia que los sectores de gran demanda siguen absorbiendo la mayor parte del ajuste en cantidad, pero las regiones con tarifas altas enfrentan un doble impacto: la reducción del volumen y el encarecimiento del costo medio de racionamiento.

El escenario de racionamiento del 20% representa una situación crítica, en la que las reducciones de volumen y los incrementos de costos se vuelven estructurales. El mercado nacional pierde más de 87 millones de metros cúbicos, quedando con 349 millones disponibles, lo que refleja la magnitud del ajuste agregado. El sector residencial enfrenta una restricción de 29,7 millones de metros cúbicos, mientras que el industrial absorbe 33,7 millones, lo que consolida su papel como principal afectado en términos absolutos. La Costa Atlántica y el Nororiente muestran un comportamiento particularmente sensible: aunque sus volúmenes racionados son menores, el CMR se dispara a más de 4.000 y 6.800 COP/m³ respectivamente, reflejando un encarecimiento que compromete la sostenibilidad de estos mercados. En contraste, regiones como Magdalena Medio y Tolima-Huila presentan volúmenes reducidos y CMI más estables, lo que se traduce en menor presión relativa en interrupción. Este escenario evidencia un sistema en tensión, donde los grandes consumidores soportan el ajuste en la cantidad y las regiones con tarifas altas enfrentan vulnerabilidad económica debido al costo medio del racionamiento.

Funciones de demanda sectoriales.

A continuación, se presentan gráficamente las funciones de demanda estimadas mediante la metodología econométrica, utilizando información secundaria. Las gráficas corresponden a la relación entre la tarifa, expresada en pesos por metro cúbico, y los metros cúbicos, expresados en millones.

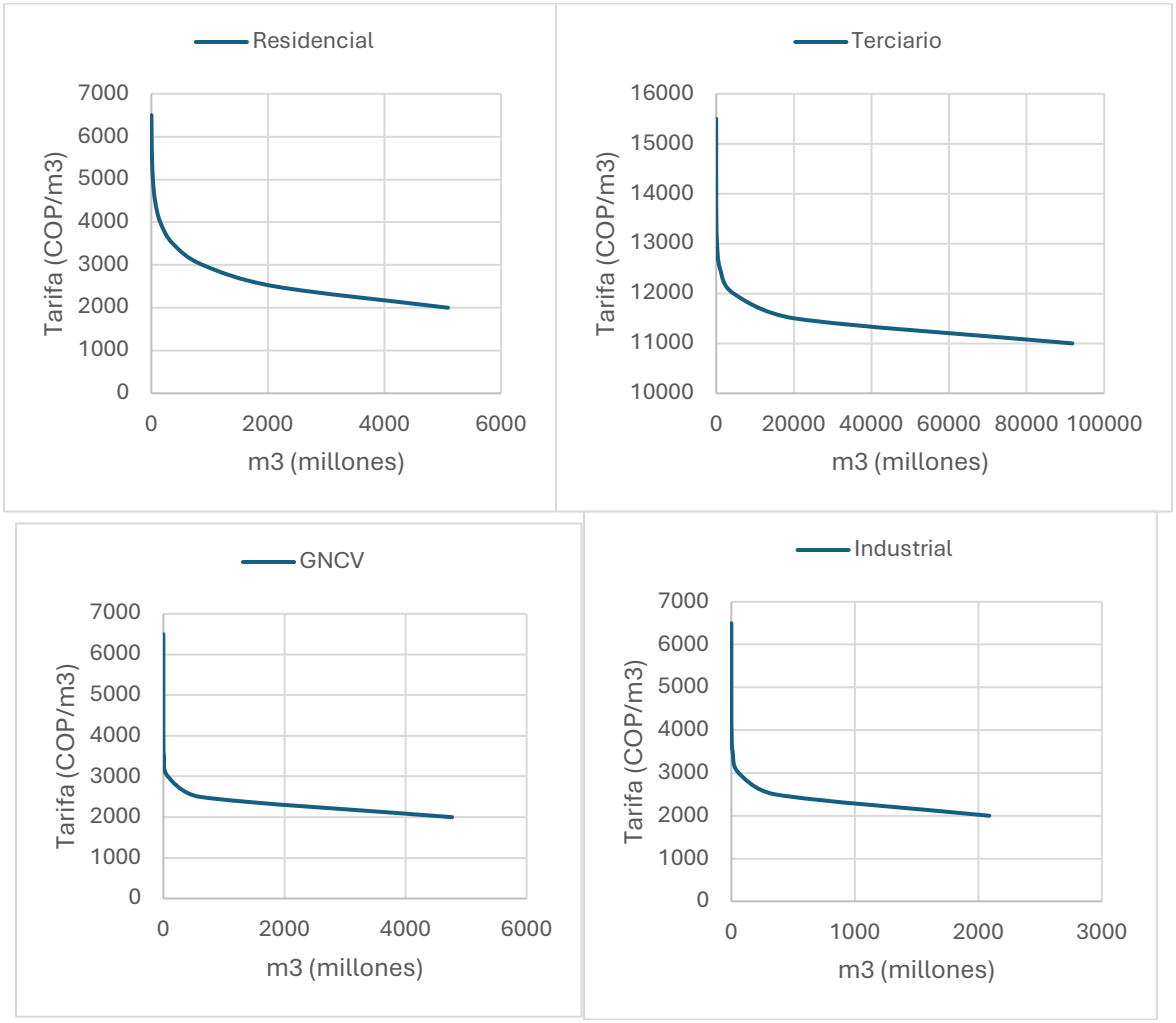


Figura 24. Demanda por sector

En cada caso, se muestra la relación inversa entre los precios y las cantidades. Las inclinaciones planas de la curva de demanda indican segmentos totalmente elásticos de la función, mientras que los segmentos verticales corresponden a partes totalmente inelásticas de la demanda. De igual manera, existen tramos de la función de demanda en los que los cambios en los precios reflejan una elasticidad intermedia, lo que permite considerar el uso de sustitutos por parte de los usuarios.

16. Magnitudes previstas

Objetivo de la sección

Procesamiento y Análisis de información 17. Analizar sus resultados con relación a las magnitudes previstas y los estudios de costos de racionamiento considerados en la obligación 2.

Actualización de resultados otros estudios

A partir de los resultados obtenidos en los estudios previos de Econométrica (2015) y UPME (2024), donde se hacen estimaciones de costo de racionamiento por sectores y regiones con diferentes niveles de duración del racionamiento y porcentajes de cantidades racionadas, se ha realizado una actualización de las cifras utilizando la inflación desde el año 2016. Las cifras se actualizan y se muestran en las siguientes tablas.

Utilizando los resultados primarios de Econometría 2015, al actualizar la información sobre costos de racionamiento utilizando la inflación, para el año 2025 se tendrían los siguientes valores.

Tabla 33. Costo de interrupción de un día para el sector residencial por estrato y región. Datos actualizados para 2025. ($/m3)

GRUPOS	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
Andina	1112,61	1068,34	1273,61	889,54
Bogotá	937,27	900,09	1072,84	749,47
Caribe	639,48	614,06	732,00	511,17
Central	956,63	918,42	1094,80	764,68
Occidental	1077,86	1034,97	1233,66	861,70

Fuente: cuadro 3.2 de Econometría (2015). Actualización empleando datos de inflación desde el año 2016.

Tabla 34. Costo de interrupción anunciada de gas natural para el sector residencial, según tipo de usuario y día de la semana. Datos actualizados para 2025. ($/m3)

ESTRATO	REGIÓN	LUNES A JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO
1	Andina	2071,67	1756,94	2218,66	1903,93
	Bogotá	1419,73	1203,57	1520,03	1305,60
	Caribe	1274,47	1080,80	1364,40	1170,72
	Central	2000,77	1698,15	214,43	1839,95
	Occidental	2778,94	2358,73	297,43	2555,86
2	Andina	2132,19	1808,82	2284,37	1960,99
	Bogotá	1627,25	1379,96	1743,11	1495,82
	Caribe	1134,40	963,20	1215,68	1042,75

ESTRATO	REGIÓN	LUNES A JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO
	Central	1983,48	1682,58	2125,28	1824,38
	Occidental	2580,07	2189,26	2765,11	2372,56
3	Andina	2823,90	2395,04	3024,50	2595,64
	Bogotá	2414,06	2047,46	2586,99	2220,39
	Caribe	1437,03	1219,14	1540,78	1322,89
	Central	269,77	2289,56	2891,34	2481,51
	Occidental	3413,58	2896,53	3657,41	3138,63
4	Andina	2132,19	1808,82	2284,37	1960,99
	Bogotá	1341,92	1139,59	1438,75	1234,70
	Caribe	1148,24	973,58	1229,51	1056,59
	Central	1872,80	1587,47	200,60	1720,63
	Occidental	2995,10	2540,30	3207,80	2754,73
5y6	Andina	1533,86	1300,41	1642,81	1409,36
	Bogotá	1042,75	883,66	1117,11	958,02
	Caribe	1139,59	966,66	1220,87	1047,94
	Central	1577,10	1338,46	1689,50	1450,86
	Occidental	2139,11	1814,01	2291,29	1966,18

Fuente: cuadro 3.3 de Econometría (2015). Actualización empleando datos de inflación desde el año 2016.

Se observa un desglose de los costos promedio por estrato socioeconómico y región, diferenciados además por día de la semana. Los valores se expresan en magnitudes relativamente bajas (entre 1.000 y 3.000 COP/m3). La estructura permite identificar patrones diarios: por ejemplo, en la región Occidental los costos son consistentemente más altos que en otras zonas, mientras que en Bogotá se observan valores más moderados. Asimismo, se aprecia que los sábados tienden a registrar picos de costos, seguidos de lunes a jueves, mientras que los viernes y domingos suelen ser más bajos. Esta organización por estrato también revela diferencias socioeconómicas: los estratos más altos (3 y 4) presentan costos superiores, mientras que los estratos más bajos (1 y 2) mantienen cifras más contenidas.

En contraste con los resultados presentados anteriormente en este documento, se presenta información agregada por región geográfica y en distintos horizontes temporales (día, semana, mes), aunque los valores se repiten en cada horizonte, lo que indica que aún no se ha escalado la información. Aquí los indicadores son distintos: se incluyen la tarifa de encuesta, el CPR, el DAP y el DC, con magnitudes mucho más altas (cientos de miles). Las regiones también difieren en su clasificación: aparecen zonas como Costa Atlántica, Magdalena Medio, Nor Occidente o Tolima Huila, que no coinciden exactamente con las categorías de la primera tabla, aunque pueden establecerse correspondencias aproximadas. Por ejemplo, la Costa Atlántica puede asociarse con el Caribe, y el Centro con la región Central. En este caso, los resultados del trabajo actual ofrecen una visión macro, enfocada en volúmenes y tarifas, más útil para el análisis de cobertura y la planificación nacional. La comparación entre ambas revela que mientras la primera mide comportamientos promedio diarios por estrato, la segunda mide totales y tarifas por región, lo que permite complementar la perspectiva micro con la macro.

Ahora, utilizando los resultados primarios de UPME 2024, donde se emplea información secundaria para la estimación, al actualizar la información sobre costos de racionamiento utilizando la inflación, para el año 2025 se tendrían los resultados:

Tabla 35. Costo de racionamiento de gas para el sector residencial. Datos actualizados para 2025. ($/m3)

Porcentaje de racionamiento	CMR Demanda	CRI Demanda
0.0%	3078,64	3078,64
1.5%	3123,10	3167,69
3.0%	3168,05	3258,18
5.0%	3228,70	3381,19
10.0%	3384,08	3700,29
20.0%	3712,73	4395,52
30.0%	4068,80	5183,66
40.0%	4458,35	6093,48
50.0%	4889,81	7169,55
60.0%	5375,41	8486,67
70.0%	5935,44	10184,64
80.0%	6606,14	12577,83
90.0%	7470,89	16668,99
100.0%	8980,97	ND

Fuente: cuadro 2 UPME (2024). Actualización empleando datos de inflación desde el año 2022. CMR: Costo medio de racionamiento, CRI: costo incremental de racionamiento.

En los resultados de 2024, el Costo Medio de Racionamiento (CMR) refleja cómo los costos asociados al racionamiento de gas aumentan progresivamente a medida que aumenta el porcentaje de recorte de gas. En un escenario sin racionamiento (0%), ambos indicadores coinciden en 3.078 COP/m³, lo que marca un punto de equilibrio inicial. Sin embargo, a medida que el racionamiento avanza, las curvas se separan: el CMR crece de forma moderada, alcanzando 8.980 COP/m³ al 100%, mientras que el CRI se dispara, llegando a 16.668 COP/m³ al 90%. Esta divergencia muestra que el impacto relativo sobre la demanda es mucho más sensible que el costo medio, lo que implica que los consumidores enfrentan un encarecimiento desproporcionado frente a la reducción de disponibilidad. La comparación evidencia que, aunque ambos indicadores aumentan con el racionamiento, el CRI expone con mayor claridad la vulnerabilidad del sistema y la magnitud del sacrificio económico que enfrentan los hogares y las industrias.

Los resultados de la estimación econométrica presentada anteriormente, centrados en el segmento residencial, complementan esta visión al mostrar cómo se distribuyen las tarifas,

la demanda y las cantidades racionadas y disponibles bajo distintos escenarios de restricción. La tarifa base se mantiene constante en 4.097 COP/m³, mientras que el CRI y el CMR aumentan ligeramente con el nivel de racionamiento, pasando de 4.112 COP/m³ en 5% a 4.158 COP/m³ en 20%. Sin embargo, el aspecto más revelador es la magnitud de la demanda racionada y disponible: a 5% se restringen más de 6,4 millones de m³, a 10% más de 12,9 millones, y a 20% más de 25,8 millones, reduciendo la disponibilidad de gas de 122 millones a 103 millones de m³. Esto muestra que, aunque el costo medio apenas aumenta, el efecto sobre la cantidad disponible es sustancial y afecta directamente el bienestar de los consumidores. En comparación con los resultados de 2024, se aprecia que el CMR agregado refleja una tendencia general, mientras que el detalle por segmento residencial evidencia el impacto concreto en los volúmenes y las tarifas.

17. Conclusiones y recomendaciones

Esta consultoría tiene por objeto prestar asistencia técnica para conceptualizar y establecer una metodología para determinar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia, con resolución sectorial, geográfica y temporal, así como obtener y procesar la información necesaria para su estimación. Para ello se recurre al método de valoración contingente que, a través de encuestas, permite estimar una medida indirecta del valor económico que asignan los usuarios a la interrupción del suministro de gas natural. Se presenta en este documento la definición del costo de racionamiento, el modelo matemático propuesto, la metodología para la implementación de encuestas, los resultados obtenidos a través de las encuestas y aplicación del modelo matemático. También se hace una comparación con resultados de estudios previos de costo de racionamiento.

Se establecen los agentes que son objeto de búsqueda de información según su representatividad para un total esperado de 424 encuestas, conforme los términos de referencia que dan lugar a esta consultoría. 94 de estas encuestas se esperan para el sector residencial y 330 en el sector industrial y terciario.

Hasta ahora se han realizado así 152 encuestas (36% de las 424 esperadas en total, sin descontar las encuestas no necesarias para el sector compresores); 108 en Residencial, más del 100% de las esperadas y 44 en industrial y terciario. En la industria se avanza con 33 encuestas ya realizadas. En el presente informe se hace reporte estadístico de aquellas encuestas que ya han pasado el proceso de calidad correspondiente y ya están disponible para análisis en la base de datos correspondiente.

En este producto se reportan los resultados de 130 encuestas, 105 encuestas en el segmento residencial, más del 100% de la muestra residencial prevista y 25 de industrial y terciario: 24 en Industria y una del sector terciario. Esto para el cumplimiento a la descripción y alcance del Producto 6, así: «Documento que exponga los resultados parciales de los costos de racionamiento en las segmentaciones definidas con máximo un 70% del total de la muestra». La realización entregas de resultados parciales permite la identificación de elementos a atender previo a la construcción de los análisis e informes finales de la consultoría.

Se avanzará en la realización de más encuestas para alcanzar las metas propuestas. Para ello se considerarán los aprendizajes obtenidos de las encuestas hasta ahora realizadas y las modificaciones que para ello sean necesarias en los formularios. Derivado de los análisis a las respuestas del Producto 6 y, el anterior Producto 5, se ha hecho un ajuste a la cantidad de encuestas a realizar para usuarios residenciales buscando la reducción del error relativo en regiones específicas. La cantidad de encuestas adicionales que se realizarán para sector residencial dependerán de asuntos propios del operativo de campo y cronograma del proyecto.

Como método alternativo para la cuantificación del costo de racionamiento de gas natural en Colombia se hace una evaluación econométrica a partir de información secundaria, que replica los estudios realizados en su momento por Quantil en 2021 y la UPME en 2024. Los resultados de este ejercicio pueden ser elementos de juicio para el análisis de las encuestas

practicadas. Estos análisis incluyen el tratamiento realizado a las series de datos recomendada en la versión anterior de este producto.

18. Bibliografía

Hubbard, D. W. (2014). *How to measure anything: Finding the value of intangibles in business*. John Wiley & Sons.

Riera, P. (1994). *Manual de valoración contingente*. Instituto de Estudios Fiscales.

Carson, R. T. (2012). Contingent valuation: A practical alternative when prices aren't available. *Journal of Economic Perspectives, 26*(4), 27–42. https://doi.org/10.1257/jep.26.4.27

Hanemann, W. M. (1984). Welfare evaluations in contingent valuation experiments with discrete responses. *American Journal of Agricultural Economics, 66*(3), 332–341. https://doi.org/10.2307/1240800

PAGN. Plan de Abastecimiento de Gas Natural en Colombia. UPME. *https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/pang/*

UPME (2024). Subdirección de Demanda. Documento de trabajo. Estimación de costos de racionamiento de energía eléctrica y gas natural. Subdirección de Demanda.

Quantil (2021). Estimación de costos de racionamiento, entregable 2. Entregado da la UPME.

Econometría (2015). Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural. Informe final. Entregado a la UPME.

UNIS (2004), Unión temporal ITANSUCA Ltda – SINERGIA Ltda. Estudio de racionamiento de electricidad y gas natural. Informe final. Entregado a la UPME.

Econometría (1997). Metodología para la determinación de la curva de costos mínimos de racionamiento. Informe final. Entregado a la UPME.

Corpoema (2014). Determinación y priorización de alternativas de eficiencia energética para los subsectores manufactureros códigos CIIU 19 a 31 en colombia a partir de la caracterización del consumo energético para sus diferentes procesos, usos y equipos de uso final. Informe final volúmenes 1 y 2.

Incombustión (2014), Unión temporal. Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros códigos CIUU 10 a 18 en Colombia. Informe final.

19. Anexos. Estimación elasticidad -Modelo econométrico

Se anexan los cuadros con los resultados de las estimaciones econométricas con información secundaria para obtener los coeficientes. Varios coeficientes se expresan en notación científica.

- Total nacional

	D.Tarifa	Intercepto
Coeficiente	-8,95247E-06	0
Error estándar	2,48161E-06	
R2 & Eey	0,052054071	0,03665882
F & DF	13,01425991	237
SEC & SRC	0,017489457	0,31849689
Estadístico t	-3,607528228	
Limite inferior 95%	-1,38164E-05	
Limite superior 95%	-4,08852E-06	

- Tolima Huila

	D.Tarifa	Suscriptores	Covid	ISE	Racionamiento	Intercepto
Coeficiente	-0,01388737	-0,0025101	-0,02675775	2,9441E-07	-9,5655E-06	0,12814757
Error estándar	0,00669541	0,00036824	0,00910692	6,1752E-08	2,5005E-06	0,01590824
R2 & Eey	0,24042627	0,03461994				
F & DF	14,6235884	231				
SEC & SRC	0,0876348	0,27686281				
Estadístico t	-2,07416321	-6,81648903	-2,93817921	4,76756577	-3,82549558	8,05542014
Limite inferior 95%	-0,02701037	-0,00323185	-0,04460731	1,7337E-07	-1,4466E-05	0,09696741
Limite superior 95%	-0,00076437	-0,00178835	-0,0089082	4,1544E-07	-4,6646E-06	0,15932772

- Suroccidente

	D.Tarifa	Suscriptores	Covid	ISE	Racionamiento	Intercepto
Coeficiente	-0,00514033	-0,0007192	-0,02848665	2,5337E-08	-4,052E-07	0,0531623
Error estándar	0,00430623	0,0004129	0,00608413	2,5484E-08	1,7912E-06	0,0176168
R2 & Eey	0,18865454	0,02231677				
F & DF	10,7424519	231				
SEC & SRC	0,02675076	0,11504684				
Estadistico t	-1,19369607	-1,74180618	-4,68212441	0,99423013	-0,22621419	3,01770556
Limite inferior 95%	-0,01358054	-0,00152849	-0,04041154	-2,4612E-08	-3,916E-06	0,01863338
Limite superior 95%	0,00329988	9,0093E-05	-0,01656175	7,5286E-08	3,1056E-06	0,08769122

- Nororiente

	D.Tarifa	Intercepto
Coeficiente	-3,6821E-05	0,00124809
Error estándar	1,2676E-05	0,01339693
R2 & Eey	0,0345187	0,20667749
F & DF	8,43767046	236
SEC & SRC	0,36042003	10,080878
Estadístico t	-2,90476685	0,09316211
Limite inferior 95%	-6,1666E-05	-0,0250099
Limite superior 95%	-1,1976E-05	0,02750608

- Noroccidente

	D.Tarifa	Suscriptores	Covid	ISE	Racionamiento	Intercepto
Coeficiente	-0,00542278	5,2788E-05	0,00710989	-1,7341E-08	-0,00014741	0,01490554
Error estándar	0,00382032	0,00031398	0,00538935	1,3941E-08	1,9501E-05	0,01908941
R2 & Eey	0,24227994	0,01979841				
F & DF	14,7723859	231				
SEC & SRC	0,02895219	0,09054674				
Estadístico t	-1,41945774	0,16812836	1,31924917	-1,24390815	-7,55893564	0,78082768
Limite inferior 95%	-0,01291061	-0,0005626	-0,00345323	-4,4666E-08	-0,00018563	-0,0225097
Limite superior 95%	0,00206504	0,00066818	0,01767301	9,9831E-09	-0,00010919	0,05232078

- Magdalena medio

	D.Tarifa	Suscriptores	Covid	ISE	Racionamiento	Intercepto
Coeficiente	-0,01879637	0,00110663	0,01860886	-6,2353E-07	-3,3657E-05	0
Error estándar	0,0070336	0,00015422	0,00838763	8,9361E-08	7,4418E-06	
R2 & Eey	0,25133233	0,03635153				
F & DF	15,5767646	232				
SEC & SRC	0,1029183	0,30657259				
Estadístico t	-2,67236908	7,17587763	2,2186078	-6,97761791	-4,52273461	
Limite inferior 95%	-0,03258222	0,00080437	0,00216911	-7,9867E-07	-4,8243E-05	
Limite superior 95%	-0,00501052	0,0014089	0,03504861	-4,4838E-07	-1,9071E-05	

- CQR

	D.Tarifa	Suscriptores	Covid	Intercepto
Coeficiente	-0,003587083	-2,5564E-08	-2,1872E-06	0,01621902
Error estándar	0,002795881	5,5017E-09	2,377E-06	0,00257164
R2 & Eey	0,119347903	0,01296939		
F & DF	10,525557	233		
SEC & SRC	0,005311357	0,03919179		
Estadístico t	-1,28298818	-4,64666479	-0,92018681	
Limite inferior 95%	-0,00906701	-3,6348E-08	-6,8461E-06	
Limite superior 95%	0,001892845	-1,4781E-08	2,4716E-06	

- Costa Atlántica

	D.Tarifa	Intercepto
Coeficiente	-0,00023924	0,00364158
Error estándar	2,1831E-05	0,00147087
R2 & Eey	0,33726072	0,02236808
F & DF	120,097799	236
SEC & SRC	0,06008863	0,11807807
Estadístico t	-10,9589142	2,475792
Limite inferior 95%	-0,00028203	0,00075866
Limite superior 95%	-0,00019645	0,00652449

- Centro

	D.Tarifa	Suscriptores	Covid	ISE	Racionamiento	Intercepto
Coeficiente	-0,00402253	0,00067003	0,00764242	-2,3713E-08	-8,7605E-06	0
Error estándar	0,0144453	0,00057946	0,01837678	2,1282E-08	5,2755E-06	
R2 & Eey	0,01682874	0,07475973				
F & DF	0,79421911	232				
SEC & SRC	0,02219452	1,29665192				

Estadístico t	-0,2784666	1,15629194	0,41587362	-1,1142441	-1,66060819	
Limite inferior 95%	-0,03233532	-0,00046572	-0,02837607	-6,5426E-08	-1,9101E-05	
Limite superior 95%	0,02429026	0,00180577	0,0436609	1,7999E-08	1,5794E-06	

- Compresores

	D.Tarifa	Suscriptores	Covid	ISE	Racionamiento	Intercepto
Coeficiente	-0,055437043	0,00018775	-0,02619973	0,00063182	-5,5755E-05	0
Error estándar	0,094979948	0,0004303	0,04539588	0,00628371	3,6552E-05	
R2 & Eey	0,065496474	0,14965533				
F & DF	0,742921354	53				
SEC & SRC	0,083195001	1,18702606				
Estadístico t	-0,583671021	0,43632097	-0,57713895	0,10054947	-1,52535054	
Limite inferior 95%	-0,241597741	-0,00065564	-0,11517566	-0,01168425	-0,0001274	
Limite superior 95%	0,130723655	0,00103114	0,0627762	0,01294789	1,5887E-05	

- Petrolero

	D.Tarifa	Suscriptores	Covid	ISE	Racionamiento	Intercepto
Coeficiente	-0,01360425	0,00055017	0,01213583	-0,00441614	-4,0704E-05	0
Error estándar	0,02038577	0,00035065	0,02593463	0,00316585	4,4459E-06	
R2 & Eey	0,27480826	0,10458809				
F & DF	17,5830782	232				
SEC & SRC	0,96167731	2,53777108				
Estadístico t	-0,66734048	1,56901849	0,46793906	-1,39493201	-9,15544188	
Limite inferior 95%	-0,05356036	-0,0001371	-0,03869605	-0,0106212	-4,9418E-05	
Limite superior 95%	0,02635186	0,00123744	0,06296771	0,00178892	-3,199E-05	

- Termoeléctrico

	D.Tarifa	Suscriptores	Covid	ISE	Racionamiento	Intercepto
Coeficiente	-0,009449495	0,00163226	0,03372446	-0,00375066	-5,5265E-06	0
Error estándar	0,023655852	0,00061334	0,0220253	0,00139191	7,5719E-07	
R2 & Eey	0,318567658	0,09062635				
F & DF	13,55741648	145				
SEC & SRC	0,556744515	1,19090469				
Estadístico t	-0,399456965	2,66125668	1,53116886	-2,69462144	-7,29870578	
Limite inferior 95%	-0,055814965	0,00043011	-0,00944514	-0,0064788	-7,0106E-06	
Limite superior 95%	0,036915975	0,0028344	0,07689405	-0,00102252	-4,0424E-06	

- Industrial

	D.Tarifa	Suscriptores	Covid	ISE	Racionamiento	Intercepto
Coeficiente	-0,00354923	0,00062689	0,01245891	-1,743E-05	-1,6499E-05	0
Error estándar	0,01317752	0,00062703	0,01794018	1,7651E-05	1,2987E-05	
R2 & Eey	0,01054493	0,0682576				
F & DF	0,49449906	232				
SEC & SRC	0,0115196	1,0809112				
Estadístico t	-0,26933951	0,99977736	0,69446958	-0,98748	-1,2704186	

Limite inferior 95%	-0,02937716	-0,00060209	-0,02270384	-5,2025E-05	-4,1953E-05	
Limite superior 95%	0,02227871	0,00185586	0,04762166	1,7166E-05	8,9556E-06	

- GNCV

	D.Tarifa	Suscriptores	Covid	ISE	Racionamiento	Intercepto
Coeficiente	-0,0041308	-0,00045359	0,00492985	-0,00010574	-5,186E-06	0,08827076
Error estándar	0,01956326	0,00049418	0,02189841	6,3772E-05	9,1737E-06	0,04067381
R2 & Eey	0,03433886	0,10132233				
F & DF	1,64286978	231				
SEC & SRC	0,08433026	2,37149546				
Estadístico t	-0,21115081	-0,91787459	0,22512355	-1,65811645	-0,56531329	2,17021135
Limite inferior 95%	-0,04247478	-0,00142218	-0,03799104	-0,00023074	-2,3166E-05	0,0085501
Limite superior 95%	0,03421319	0,000515	0,04785074	1,9252E-05	1,2794E-05	0,16799143

- Terciario

	D.Tarifa	Suscriptores	Covid	ISE	Racionamiento	Intercepto
Coeficiente	-0,00302003	0,0006963	-0,0104845	-4,5643E-07	-3,1591E-06	0
Error estándar	0,00634319	0,00016029	0,00745941	1,1665E-07	1,1842E-06	
R2 & Eey	0,14162723	0,03286242				
F & DF	7,65576877	232				
SEC & SRC	0,0413388	0,25054574				
Estadístico t	-0,47610588	4,34396965	-1,40554037	-3,91281272	-2,66767296	
Limite inferior 95%	-0,01545268	0,00038213	-0,02510494	-6,8507E-07	-5,4801E-06	
Limite superior 95%	0,00941262	0,00101046	0,00413594	-2,278E-07	-8,3803E-07	

- Residencial

	D.Tarifa	Usuarios	Covid	ISE	Racionamiento	Intercepto
Coeficientes	-0,00175212	0,00013009	0,00216159	-1,3098E-09	-5,8743E-05	0
Error estandar	0,00096733	3,021E-05	0,0012007	4,0383E-10	1,1789E-05	
R2 & Sey	0,26681978	0,00500494				
F & DF	16,6675884	229				
SEC & SRC	0,00208757	0,00573633				
Estadístico t	-1,81129879	4,30634581	1,80027302	-3,24354452	-4,98280877	
Limite superior 95%	0,00014384	0,0001893	0,00451496	-5,1834E-10	-3,5636E-05	
Limite inferior 95%	-0,00364808	7,0882E-05	-0,00019178	-2,1014E-09	-8,185E-05	

Unidad de Planeación Minero Energética

DETERMINACIÓN DEL COSTO DE RACIONAMIENTO DEL SERVICIO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Elaborado por el **Consorcio METGAS**

Consorcio MetGas

INGEPLAN.CO

INCOPLAN S.A.
INGENIERIA.CONSULTORIA Y PLANEACION