

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA DICEL SA ESP**



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, noviembre de 2020**

DICEL S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2019

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa DICEL S.A. E.S.P., en adelante Dicel, se constituyó en el año 1997 y se encuentra inscrita en el RUPS, con inicio de operaciones en el año 1997. Desarrolla la actividad de Comercialización de energía eléctrica desde el 27 de febrero de 1997 en el SIN. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$10.282 millones.

Tabla 1. Datos Generales

<i>Tipo de Sociedad</i>	Sociedad Anónima
<i>Razón Social</i>	DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.
<i>Sigla</i>	DICEL S.A. E.S.P
<i>Representante Legal</i>	LUIS FERNANDO RODRIGUEZ RODRIGUEZ
<i>Actividad desarrollada</i>	Comercialización
<i>Año de entrada en operación</i>	1997
<i>Auditor – AEGR</i>	J Y J AUDITORES ASOCIADOS LTDA
<i>Clasificación</i>	Sistema Interconectado Nacional
<i>Fecha última actualización RUPS</i>	29/04/2020

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Aspectos Administrativos

La empresa Dicel, para el desarrollo de su actividad cuenta con una planta de personal de 88 empleados con corte a 2020.

El mayor accionista de Dicel, es el municipio de Palmira con un 37,55%. Además, según información entregada por la empresa: “...A corte de Diciembre de 2019, Dicel S.A. E.S.P en el mercado regulado se encuentra en la posición 11 con 132 fronteras comerciales y un volumen de energía de 15,87 GW, respecto al mercado regulado, Dicel S.A. E.S.P, a nivel de mercado [no regulado] se encuentra en la segunda posición con 4414 fronteras comerciales y 32,21 GW, conforme se puede evidenciar en la información publicada por XM..”

De otra parte, según la información suministrada por la empresa en mención, esta presenta certificación de calidad ISO 9001:2015 para la actividad de comercialización de energía eléctrica.

Con respecto a los proyectos que se adelantan de protección ambiental y/o apoyo a la comunidad, la empresa Dicel informó que: “que a la fecha DICEL S.A. E.S.P., no adelanta proyectos de protección ambiental y/o apoyo a la comunidad”.

2.2. Aspectos Financieros

2.2.1. Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 20 del decreto 1369 del 18 de octubre del 2020, son funciones de las Direcciones Técnicas de Gestión de las Superintendencias Delegadas

“(…) Evaluar la gestión técnica, financiera, contable, comercial y administrativa de los prestadores de servicios Públicos domiciliarios sujetos a la inspección, vigilancia y control de acuerdo con los indicadores o procedimientos definidos por las comisiones de Regulación y el ordenamiento jurídico vigente (…)”

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2020 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir la información financiera cargada por el prestador de la vigencia 2019, en el Sistema Único de Información SUI, de acuerdo con los indicadores calculados bajo Normas Internacionales Financieras (NIF), según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004.

Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, la prestadora Dicel, evidencia un nivel de riesgo financiero alto (nivel de riesgo 3) para 2019, que al compararlo con resultados de la vigencia 2018, se evidencia un incremento de este, puesto que para esa vigencia era nivel de riesgo financiero medio bajo (nivel de riesgo 1).

En la tabla No. 2, se observan los resultados para cada uno de los indicadores establecidos por la normatividad CREG, los cuales establecen la clasificación de riesgo inicial de las prestadoras evaluadas.

Tabla 2. Clasificación inicial de riesgo financiero año 2019 y 2018

INDICADORES FINANCIEROS	Tipo	NIF	
		2019	2018
Rentabilidad sobre Activos	Rentabilidad	6%	12%
Rentabilidad sobre Patrimonio	Rentabilidad	-4%	27%
Flujo de Caja sobre Activos	Rentabilidad	-7%	-14%
Ciclo Operacional	Liquidez	4	24
Cubrimiento de Gastos Financieros	Liquidez	0,78	1,79
Razón Corriente	Liquidez	1,2	1,22
Patrimonio sobre Activo	Solidez	11%	18%
Pasivo corriente sobre Pasivo Total	Solidez	74%	75%
Activo corriente sobre Activo Total	Solidez	76%	75%
Patrimonio		12.672.112.000	15.602.828.000
Riesgo Financiero		3	1

Fuente: SUI. Cálculo: DTGE

Teniendo en cuenta lo anterior, la prestadora incumple seis (6) de los nueve (9) indicadores propuestos en la clasificación inicial para la vigencia 2019, según el modelo de clasificación de riesgos calculado con la metodología de la Resolución CREG 072 de

2002 y 034 de 2004, los cuales corresponden a 2 indicadores de rentabilidad “Rentabilidad sobre patrimonio” y “Flujo de caja sobre activos”, 2 indicadores de liquidez “Ciclo operacional” y “Cubrimiento de gastos financieros” y 2 de solidez “Patrimonio sobre activo” y “Pasivo corriente sobre pasivo total”.

2.2.2. Estado de Situación Financiera

Efectuando una revisión al Estado de Situación Financiera de la prestadora, encontramos que tanto para la vigencia 2018 como 2019 el 100% del total del activo, del total del pasivo y el del total del patrimonio, son la porción del estado de situación financiera que corresponde a actividades vigiladas por parte de esta Superintendencia.

Tabla 3 Estados financiero Vigilados e individual completo año 2019 y 2018

(Cifras en miles de pesos)

EEFF VIGILADO			EEFF INDIVIDUAL COMPLETO			% VIGILADO	% VIGILADO
	2019	2018		2019	2018	2019	2018
Activo	118.068.131	86.212.027	Activo	118.068.131	86.212.027	100%	100%
Pasivo	105.396.019	70.609.199	Pasivo	105.396.019	70.609.199	100%	100%
Patrimonio	12.672.112	15.602.828	Patrimonio	12.672.112	15.602.828	100%	100%

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Tabla 4 Estado de Situación Financiera Comparativo 2019

(Cifras en miles de pesos)

Concepto	Corriente	No Corriente	Total	Peso en el Activo
Activo	\$ 90.016.690	\$ 28.051.441	\$ 118.068.131	100%
Efectivo y Equivalente de efectivo	\$ 11.286.798	\$ -	\$ 11.286.798	10%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	\$ 32.022.701	\$ 205.845	\$ 32.228.546	27%
Inventarios	\$ 540.626	\$ -	\$ 540.626	0%
Activos por impuestos diferidos	\$ -	\$ 20.440.340	\$ 20.440.340	17%
Otros activos financieros	\$ -	\$ -	\$ -	0%
Otros activos no financieros	\$ 46.166.565	\$ -	\$ 46.166.565	39%
Propiedades, planta y equipo	\$ -	\$ 6.805.171	\$ 6.805.171	6%
Propiedades de inversión	\$ -	\$ 108.694	\$ 108.694	0%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	\$ -	\$ 334.203	\$ 334.203	0%
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	\$ -	\$ 157.188	\$ 157.188	0%
Otros activos	\$ -	\$ -	\$ -	0%
Pasivos	\$ 77.585.875	\$ 27.810.144	\$ 105.396.019	89%
Provisiones	\$ 542.481	\$ -	\$ 542.481	0%
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	\$ 29.095.656	\$ -	\$ 29.095.656	25%
Obligaciones financieras	\$ 17.058.637	\$ -	\$ 17.058.637	14%
Otros pasivos financieros	\$ -	\$ 7.830.743	\$ 7.830.743	7%
Otros Pasivos no financieros	\$ 30.889.101	\$ 16.304	\$ 30.905.405	26%
Pasivo por impuestos diferidos	\$ -	\$ 19.963.097	\$ 19.963.097	17%
Patrimonio	\$ -	\$ 12.672.112	\$ 12.672.112	11%
Capital emitido		\$ 10.952.021	\$ 10.952.021	9%

Ganancia acumulada		\$ 3.733.763	\$ 3.733.763	-3%
Prima de emisión		\$ 2.366.532	\$ 2.366.532	2%
Reserva legal		\$ 1.947.758	\$ 1.947.758	2%
Otras reservas		\$ 1.139.564	\$ 1.139.564	1%

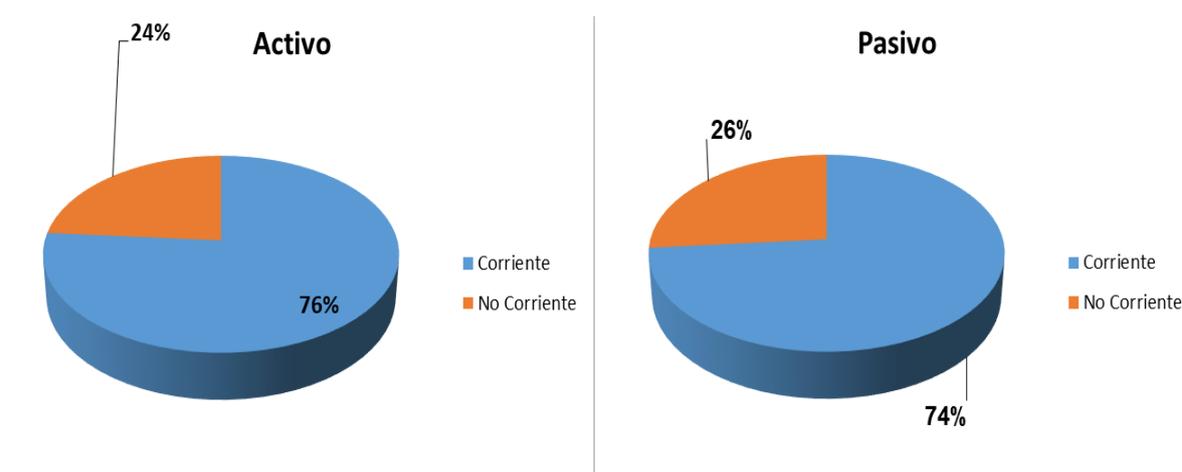
Porcentaje de participación	76%	24%	100%
-----------------------------	-----	-----	------

Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2019

Para la vigencia 2019, los recursos de la compañía se encontraban apalancados en un 89% en terceros dejando el 11% con socios y accionistas. Los activos de la prestadora se encuentran concentrados en el corto plazo, representando de este modo el 76% del total del activo, siendo los otros activos no financieros, el rubro que presenta mayor porcentaje posicionándose en \$46.166 millones presentando una variación creciente del 39.32% respecto a la vigencia anterior y presentando un peso del 39% del total del activo. Debido a los pagos semanales que realiza la prestadora al Administrador del Sistema XM, por concepto de las operaciones en bolsa y agentes, la empresa manifiesta que el incremento del rubro de anticipos se debe al pago anticipado de SDL y STR. Durante el 2018 y 2019 se garantizaron contratos de compra de energía con pagos anticipados por no contar con los cupos en avales bancarios necesarios para garantizar la operación; es así, como desde la vigencia 2018, la empresa empezó a garantizar contratos de compra de energía con pólizas emitidas por compañías de seguros, lo que permitió reducir el monto de pagos anticipados.

Entre los rubros más representativos del total de activos, se encuentran las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar por valor de \$32.228 millones representando un 27% del total del activo. Dicho rubro, está conformado principalmente por prestación de servicios públicos, que si se compara contra la vigencia anterior, se encuentra una variación ascendente del 24,14%. Como se puede observar en la gráfica siguiente, los activos de la compañía están distribuidos en un 76% a corto plazo (Activo corriente) y un 24% a largo plazo (activo no corriente).

Gráfica 1. Porción activos y pasivos corrientes y no corrientes



Fuente: SUI. Cálculo: DTGE

Entre los rubros más representativos del total de pasivos, se encuentran las cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar por valor de \$29.095 millones, con un

peso en el activo del 25%, seguido por el pasivo por impuestos diferidos por valor de \$19.963 millones, los cuales contienen el registro de \$842 millones del valor provisionado de intereses moratorios de las contribuciones de Codensa y Emcali, que se encuentran pendientes de pago desde el mes de junio de 2018, esto fundamentado principalmente por el estado de su flujo de caja y a lo cual la empresa manifiesta estar trabajando en un acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía en aras de establecer convenios para el cumplimiento en el pago de dichas contribuciones

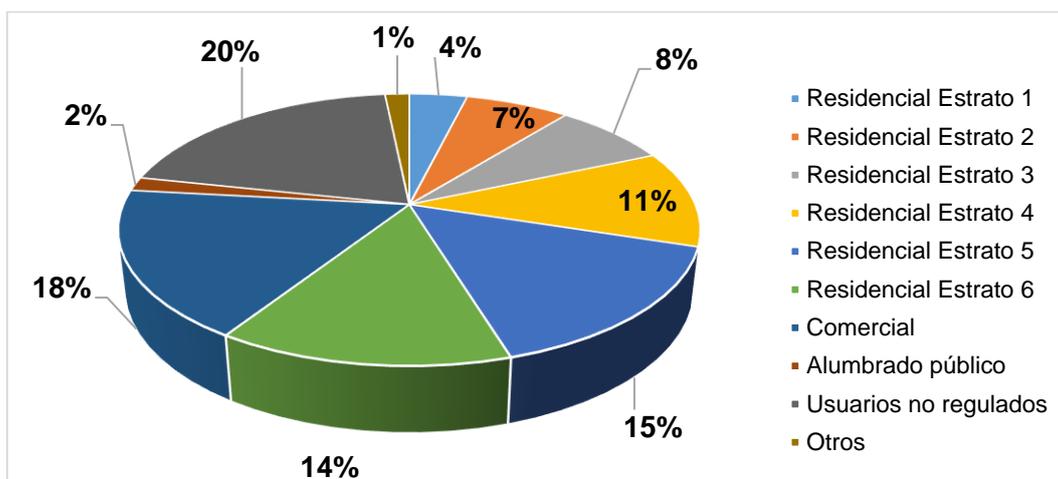
Es importante mencionar que a 31 de diciembre de 2019 las contribuciones de solidaridad ascienden a \$22.369 millones, los restantes \$19.120 millones son del impuesto diferido correspondiente al efecto de las diferencias temporales entre el tratamiento de las políticas contables y la política fiscal vigente. Así mismo, el siguiente rubro son las obligaciones financieras que se posicionan en \$17.058, con un peso en el activo del 14% y compuesta principalmente por las obligaciones con entidades bancarias, para capital de trabajo y otros créditos adquiridos.

Tabla 5. Composición cartera del servicio de Energía Eléctrica

CONCEPTOS	CARTERA CORRIENTE	CARTERA VENCIDA	TOTAL CARTERA	% CARTERA	DETERIORO	NETO DE CARTERA
Residencial Estrato 1	857.404.000	210.197.000	1.067.601.000	4%	0	1.067.601.000
Residencial Estrato 2	1.543.328.000	378.356.000	1.921.684.000	7%	0	1.921.684.000
Residencial Estrato 3	1.714.808.000	420.396.000	2.135.204.000	8%	0	2.135.204.000
Residencial Estrato 4	2.572.213.000	630.594.000	3.202.807.000	12%	0	3.202.807.000
Residencial Estrato 5	3.429.617.000	840.790.000	4.270.407.000	15%	0	4.270.407.000
Residencial Estrato 6	3.086.655.000	756.711.000	3.843.366.000	14%	0	3.843.366.000
Comercial	3.944.059.000	966.911.000	4.910.970.000	18%	0	4.910.970.000
Industrial	0	0	0	0%	0	0
Oficial	0	0	0	0%	0	0
Alumbrado público	454.901.000	0	454.901.000	2%	0	454.901.000
Empresas del sector	0	0	0	0%	0	0
Usuarios no regulados	5.120.852.000	442.180.000	5.563.032.000	20%	0	5.563.032.000
Otros	65.852.000	383.221.000	449.073.000	2%	0	449.073.000
Total Comercialización	22.789.689.000	5.029.356.000	27.819.045.000	100%	0	27.819.045.000

Fuente: SUI

Gráfica No. 2. Porcentajes composición cartera del servicio de Energía Eléctrica



Fuente: SUI. Cálculo: DTGE

Como se puede evidenciar en la anterior tabla con su respectivo gráfico, la cartera del servicio de Energía Eléctrica se encuentra compuesta en su mayor proporción, por la cartera de usuarios no regulados, representando un 20% del total de la cartera, seguido por un 18% de la cartera comercial, 15% cartera residencial estrato 5, 14% cartera residencial estrato 6, entre otras.

Tabla 6 Composición propiedades planta y equipo

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO 2019	COSTO HISTORICO 2018	VARIACIÓN
Terrenos	\$ 42.669.132	\$ 42.669.132	\$ 0
Edificaciones	\$ 4.870.079.301	\$ 4.849.611.899	\$ 20.467.402
Activos de Conexión	\$ 624.511.007	\$ 624.511.007	\$ 0
Maquinaria y Equipo	\$ 4.465.835.235	\$ 3.942.971.311	\$ 522.863.924
Muebles y enseres - Equipo de oficina	\$ 1.010.147.793	\$ 1.006.962.493	\$ 3.185.300
Equipo de Cómputo y Comunicación	\$ 2.267.980.941	\$ 2.233.054.602	\$ 34.926.339
Equipo de transporte	\$ 91.206.750	\$ 109.333.200	-\$ 18.126.450
Equipos de Comedor, cocina y Despensa	\$ 3.434.930	\$ 3.179.010	\$ 255.920
			\$ 0
			\$ 0
TOTALES	\$ 13.375.865.089	\$ 12.812.292.654	\$ 563.572.435

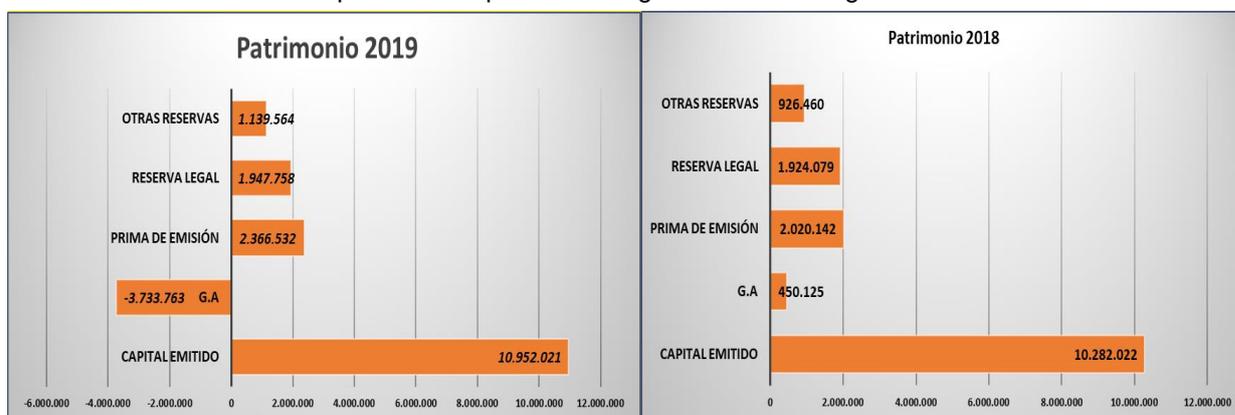
Depreciación: Terrenos	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Depreciación: Edificaciones	\$ 367.961.735	\$ 258.469.083	\$ 109.492.652
Depreciación: Activos de conexión	\$ 565.157.653	\$ 449.071.430	\$ 116.086.223
Depreciación: Maquinaria y equipo	\$ 2.740.129.200	\$ 1.687.022.910	\$ 1.053.106.290
Depreciación: Muebles y enseres - Equipo de oficina	\$ 733.372.214	\$ 662.999.112	\$ 70.373.102
Depreciación: Equipo de cómputo y comunicación	\$ 2.007.516.545	\$ 1.877.701.846	\$ 129.814.699
Depreciación: Equipo de transporte	\$ 44.427.583	\$ 40.754.033	\$ 3.673.550
Depreciación: Equipo de comedor, cocina y despensa	\$ 3.434.930	\$ 3.179.010	\$ 255.920

Fuente: DICEL

Así mismo, la propiedad, planta y equipo presenta sus mayores valores en los conceptos de edificaciones, seguida por maquinaria y equipo, en las cuales se reflejan variaciones

considerables respecto a la vigencia anterior y de la cual la empresa manifiesta que son de plena propiedad y control de ellos, sin existencia de restricciones ni pignoraciones o entregas en garantía de obligaciones.

Gráfica 2 Comportamiento patrimonio vigencia 2019 vs vigencia 2018



Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2019

Con relación al apalancamiento con los socios, Dicel presenta un valor de capital emitido para la vigencia 2019 de \$10.952 millones que representa un peso en el activo del 9% y que presenta una variación ascendente frente a la vigencia anterior del 7%. La mayor variación del patrimonio se refleja en las ganancias acumuladas pasando de \$450 millones en 2018 a \$-3.733 millones para el 2019 y las otras reservas presentan una variación ascendente del 23%, donde la ESP especifica que mediante asamblea de accionistas, se aprobó la propuesta de no distribución de utilidades, el mantenimiento tal y como esta de la reserva legal y la utilidad disponible llevarla a reserva para capital de trabajo, todo lo anterior debido a la necesidad de flujo de caja, que permita afrontar el esquema de pagos anticipados de la cadena de suministro de energía.

Así las cosas, el patrimonio del año 2019 tuvo una disminución del 19% con respecto a la vigencia anterior, disminución influenciada por el resultado del ejercicio, el cual generó una pérdida del ejercicio de \$3.947 millones.

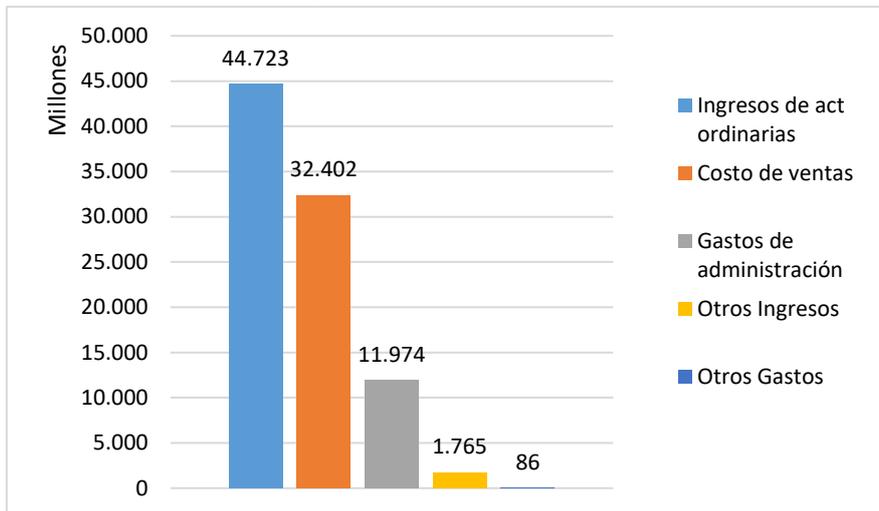
2.2.3. Estado de Resultados Integrales

Respecto a los ingresos operacionales de Dicel, se presenta una disminución en la variación de los ingresos del 17% respecto de la vigencia anterior, donde la empresa argumenta que de acuerdo al Decreto No.387 de febrero 13 de 2007 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, la contabilización del ingreso para usuario final tuvo un cambio importante donde permitió contabilizar como ingreso del usuario final únicamente el factor C (Comercialización), debido a ello el componente G (Generación) del ingreso de servicio de energía, lo toman como un recaudo para terceros y no como ingresos del servicio.

En el siguiente gráfico, se evidencia la composición del estado de resultados de la compañía, que como se puede observar, está compuesto por ingresos de actividades ordinarias por valor de \$44.722 millones, costo de ventas por \$32.402 millones, gastos de administración por \$11.973 millones.

Seguido a ello, los costos financieros se posicionan en \$8.526 millones, presentando un aumento del 52% respecto al 2018, por las razones expuestas a lo largo de esta evaluación. Por último, encontramos los otros ingresos por \$1.764 millones y otros gastos por valor de \$85 millones aproximadamente.

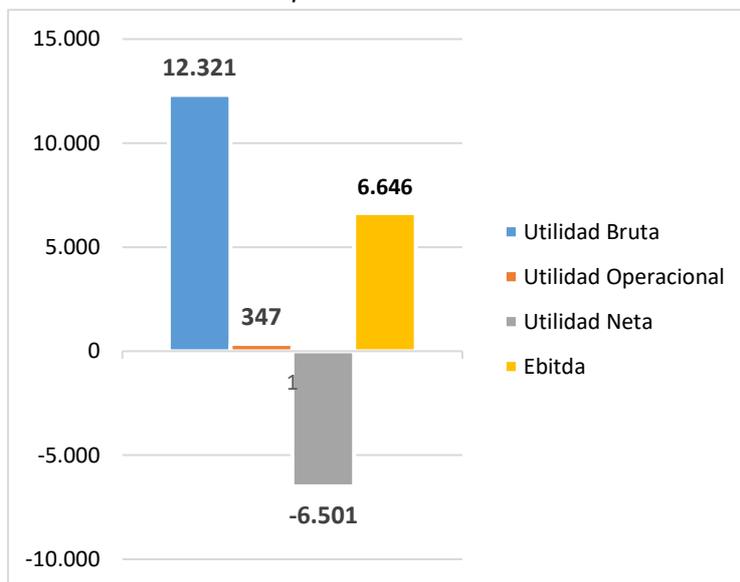
Gráfica 3 Composición estado de resultados DICEL



Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2019

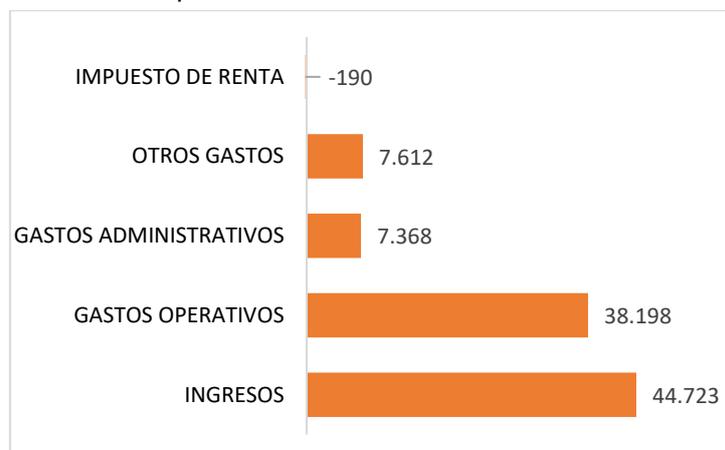
Las utilidades de la compañía están representadas por \$12.321 millones de utilidad bruta, \$347 de utilidad operacional y -\$6.501 millones como utilidad neta, para la obtención de \$6.646 millones aproximadamente como resultado del EBITDA.

Gráfica 4 Comportamiento utilidades DICEL



Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2019

Gráfica 5. Comportamiento rubros actividades comercialización



Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2019

La composición de los rubros de la actividad de comercialización, se muestran en la gráfica anterior, donde se refleja un valor de aproximadamente \$44.723 millones de ingresos frente a \$38.198 millones de gastos operativos, \$7.368 millones de gastos administrativos y \$7.612 millones de otros gastos.

2.2.4. Estado de Flujo de Efectivo

Tabla 7. Estado de Flujo de Efectivo 2019

CONCEPTOS	2019
Saldo inicial en caja	1.295.460.778
ENTRADAS DE EFECTIVO	
Ingreso por recaudos	307.011.150.230
Capitalización	692.245.173
Apalancamiento Financiero	36.701.607.211
TOTAL ENTRADAS DE EFECTIVO	344.405.002.614
SALIDAS DE EFECTIVO	
Gastos de administración y ventas	13.768.993.937
Pago a proveedores	285.814.909.093
Pago de capital e intereses deuda actuales	36.815.594.482
Inversión	756.425.326
Dividendos	-
Pago impuestos IVA, RTE FTE Y RENTA	7.846.036.889
TOTAL SALIDAS DE EFECTIVO	345.001.959.727
FLUJO NETO DEL PERIODO	-596.957.113
SALDO FINAL EN CAJA	698.503.665

Fuente: DICEL

La prestadora menciona, que, sus entradas de efectivo están compuestas principalmente por ingresos por recaudos, el cual presenta la cifra más representativa,

posicionándose en \$307.011 millones, capitalizaciones y apalancamiento financiero. Frente a las salidas de efectivo, se mencionan los gastos de administración, pagos a proveedores, entre otros, donde se puede observar que se presenta un flujo neto del periodo negativo.

Tabla 8 Estado de Flujos de Efectivo Proyectado 2020 - 2023

	AÑO 2020	AÑO 2021	AÑO 2022	AÑO 2023
Saldo inicial en caja	698.503.665	262.760.987	318.659.187	955.924.807
ENTRADAS DE EFECTIVO				
Ingreso por recaudos	298.023.362.867	300.484.422.090	293.823.982.758	302.638.702.241
Apalancamiento Financiero	25.607.260.059	35.684.854.302	45.562.451.256	39.564.528.451
TOTAL ENTRADAS DE EFECTIVO	323.630.622.926	336.169.276.392	339.386.434.014	342.203.230.692
SALIDAS DE EFECTIVO				
Gastos de administración y ventas	12.812.250.492	13.068.495.502	13.329.865.412	13.596.462.720
Pago a proveedores	262.848.929.346	259.660.099.187	259.981.944.386	261.861.997.500
Pago de capital e intereses deuda actuales	31.884.666.798	38.884.666.798	40.434.666.798	41.984.666.798
Pago impuestos IVA, RTE FTE Y RENTA	16.520.518.968	24.500.116.705	25.002.691.798	25.543.818.798
TOTAL SALIDAS DE EFECTIVO	324.066.365.604	336.113.378.192	338.749.168.394	342.986.945.817
FLUJO NETO DEL PERIODO	435.742.678	55.898.200	637.265.620	783.715.125
SALDO FINAL EN CAJA	262.760.987	318.659.187	955.924.807	172.209.682

Fuente: DICEI

Es así, como la prestadora presenta su flujo de efectivo proyectado a 2023 donde se puede observar que sus ingresos principales son por recaudos complementando los mismos con el apalancamiento financiero.

2.2.5. Información flujo de caja diario

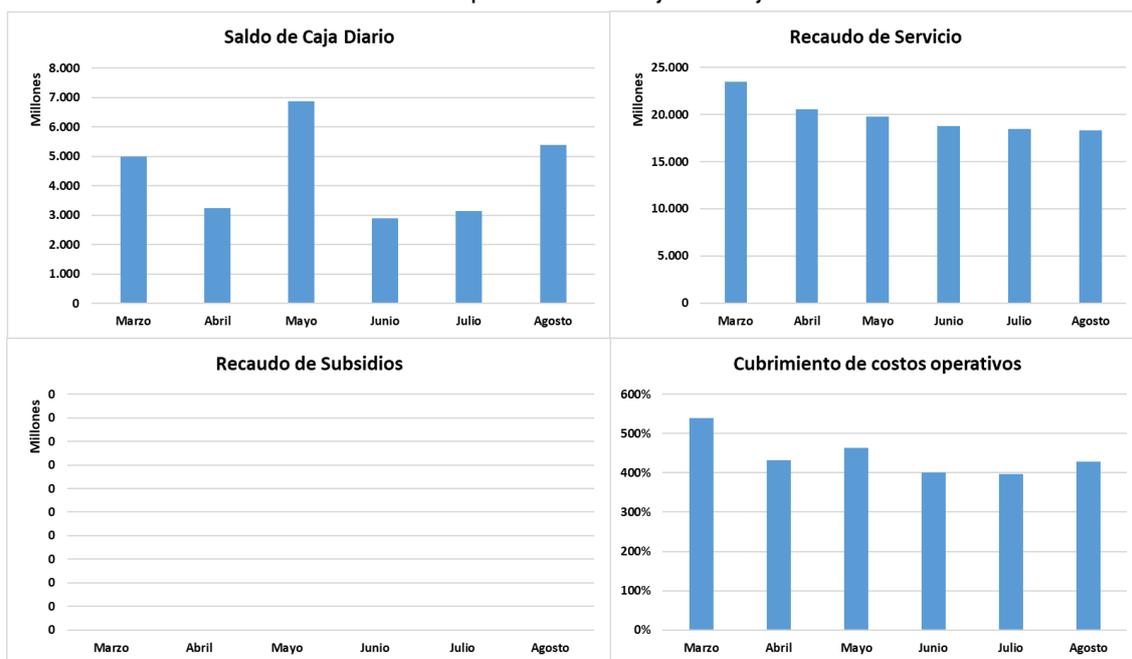
Mediante la Resolución SSPD No. 2020100009825 modificada por la Resolución SSPD No. 20201000010215, se habilitó un esquema de reporte temporal de información financiera y operativa para los Prestadores durante el periodo de las emergencias sanitaria, económica, social y ecológica declaradas por el Gobierno Nacional mediante el Decreto 417 de 2020.

Lo anterior, le ha permitido a esta SSPD, efectuar un seguimiento diario al flujo de caja de los Prestadores a nivel empresarial.

Es así, como basados en la información recibida por parte de los Prestadores, se elaboró un modelo de riesgo, que evalúa por medio de Scoring los indicadores que se calculan con dicha información y permiten calificar a la ESP en los riesgos bajo, medio bajo, medio alto y alto.

Hasta la fecha, se han elaborado 25 informes de seguimiento al flujo de caja diario, en los cuales, Dicel no había podido ser clasificado en modelo que establece el riesgo de liquidez, toda vez que no se contaba con la información del Formato 6 en lo que concierne al flujo de efectivo completo del mes de marzo y el cual fue proporcionado en la visita virtual de Evaluación Integral.

Gráfica 6 Comportamiento Flujo de Caja Diario



Fuente: Elaboración propia DTGE

En las gráficas anteriores, se refleja el comportamiento del saldo final de la caja para cada uno de los meses, desde cuando se empezó a reportar el flujo de caja diario por parte de la prestadora, donde se muestra que los meses con el mayor valor en su saldo de caja fueron los meses de mayo y agosto. A su vez, se muestra el comportamiento del recaudo, donde se puede observar que no existen recaudos por concepto de subsidios y donde podemos observar el comportamiento del recaudo del servicio, el cual se muestra constante en la gráfica y por último el cubrimiento de costos operativos teniendo en cuenta el total del recaudo de la compañía.

2.3. Gestión de Riesgos

2.3.1. Plan de Gestión de Riesgos de Desastres de Entidades Públicas y Privadas – PGRDEPP

Para el desarrollo de la evaluación Integral, se requirió a la empresa aportar información correspondiente al plan de gestión de riesgo de desastres que adelanta frente al cumplimiento del Decreto 2157 de 2017 y la Resolución CREG 080 de 2019. La empresa aportó información sobre este requerimiento, la cual fue revisada y confirmada durante una reunión virtual realizada el 5 de octubre de 2020. Con la evaluación integral a la empresa se analizó el cumplimiento de los requisitos del plan de gestión del riesgo de

desastres aplicables al proceso de comercialización de energía eléctrica en el que la empresa desarrolla actividades.

2.3.2. Marco de Referencia para la Gestión del Riesgo de Desastres

La empresa Dichel aportó copia del Plan de Gestión de Riesgo de Desastres en Entidades Públicas y Privadas - PGRDEPP y documentos que lo integran, cumpliendo con los requisitos mínimos de alcance, objetivos, contexto, criterios, valoración y monitoreo del riesgo, metodologías de intervención, manejo de emergencias, y otros requisitos que contempla el Decreto 2157 de 2017.

Cabe resaltar que con la existencia e implementación del PGRDEPP de Dichel, se atiende el cumplimiento de requisitos de la Resolución CREG 080 de 2019, en cuanto al deber de gestionar los riesgos y desarrollar sus actividades con diligencia y seguridad. El PGRDEPP de Dichel, presenta evidencia de estar armonizado con sus actividades de comercialización de energía eléctrica que la empresa adelanta en la prestación del servicio público.

2.3.3. Política de Gestión del Riesgo de Desastres

Dichel, presenta evidencia de la integración de una política de gestión del riesgo de desastres en su gestión del riesgo organizacional, la cual está armonizada con algunos de los siguientes aspectos: Seguridad y Salud en el Trabajo, y Riesgo de Desastres.

2.3.4. Objetivo

Se evidencia la existencia del objetivo del plan, conforme a lo definido en el ítem b) Implementación de Gestión del Riesgo, numeral 1.1.3. Contexto Interno del artículo 2.3.1.5.2.1. del Decreto 2157 de 2017.

2.3.5. Alcance

Se evidencia la existencia y definición de un alcance en el plan, de acuerdo con lo definido en el ítem b) Implementación de Gestión del Riesgo, numeral 1.1.3. Contexto Interno del artículo 2.3.1.5.2.1. del Decreto 2157 de 2017, se debe indicar el alcance del Plan de Gestión de Riesgos de Desastres de Entidades Públicas y Privadas PGRDEPP.

2.3.6. Revisión y Ajuste del Plan

Conforme a lo indicado en el artículo 2.3.1.5.2.8.1. del Decreto 2157 de 2017, con base a los resultados del monitoreo y seguimiento el PGRDEPP debe ser revisado y ajustado anualmente, y/o cuando el sector o la entidad lo considere necesario y/o cuando los resultados de los ejercicios propios de modelación evidencien la necesidad de acciones de mejoramiento del Plan. En cualquier caso, se debe mantener la implementación de los procesos de gestión establecidos en la Ley 1523 de 2012: Conocimiento del riesgo, Reducción del riesgo y Manejo de Desastres.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1. RETIE

3.1.1. Análisis por proceso.

Para el desarrollo de la evaluación Integral, se requirió a la empresa aportar información correspondiente a la gestión que adelanta frente al cumplimiento del RETIE. La empresa aportó información sobre este requerimiento, la cual fue revisada y confirmada durante una reunión virtual realizada el 5 de octubre de 2020. La evaluación integral analizó el cumplimiento de los requisitos del RETIE aplicables al proceso de comercialización en el que la empresa desarrolla actividades.

3.1.2. Accidentes de Origen Eléctrico.

Según lo dispuesto en el numeral 9.5 del anexo técnico del RETIE, la empresa Dichel, tiene la obligación de recibir el reporte en los casos de accidentes de origen eléctrico con o sin interrupción del servicio de energía eléctrica, que tengan como consecuencia:

1. La muerte.
2. Lesiones graves de personas.
3. Afectación grave de inmuebles por incendio o explosión,

Adicionalmente, Dichel, debe reportar cada tres meses al Sistema Único de Información (SUI) los accidentes de origen eléctrico ocurridos con pérdida de vidas en las instalaciones de sus usuarios.

De acuerdo con lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, durante el año 2019, no se registraron accidentes de origen eléctrico asociados con colaboradores de la empresa o con los usuarios.

3.1.3. Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo.

La empresa Dichel, reporta cumplimiento del requisito del artículo 8 del anexo técnico del RETIE, en cuanto a la existencia de un “programa de salud ocupacional” el cual ha sido implementado dentro del alcance del sistema de gestión de la seguridad y salud en el trabajo y su implementación evaluada por la ARL.

3.1.4. Aspectos por mejorar.

En cumplimiento del numeral 26.2 del anexo técnico del RETIE, Dichel, debe instruir al usuario del servicio de energía, al menos cada seis meses, sobre recomendaciones de seguridad, escritas en letras con un tamaño de fuente mínimo ocho, impresa en la factura o en volantes anexos a esta. Igualmente, realizar campañas de advertencia con sus usuarios (promoción y prevención) de los riesgos asociados al uso de la energía eléctrica.

De otra parte, en cumplimiento del numeral 8 del anexo técnico del RETIE, se requiere avanzar y dar cumplimiento del 100% a la implementación de los requisitos de la resolución 5018 de 2019 del Ministerio del Trabajo, en especial dando alcance al “Título V. Comercialización”, y demás artículos que le apliquen de esta resolución.

Por último, dando alcance al numeral 10.6 del anexo técnico del RETIE, y en debida coordinación directa con sus usuarios y con los Operadores de Red, gestionar, tal como se les realiza a los medidores, un plan de inspecciones técnicas que detecte situaciones de peligro inminente, y deberá solicitarle al usuario propietario o tenedor de la instalación que realice las adecuaciones necesarias para eliminar o minimizar el riesgo.

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1. Balance de Energía y Contratos - Operación comercial 2019

En relación con este aspecto, la empresa DICEL suministró información de contratos sobre la operación comercial del año 2019, así como la información detallada de los precios tranzados y los contratos que la soportan.

De los contratos reportados, 22 corresponden a contratos de compra y 5 corresponden a contratos de venta sumando un total de 1.294.719.013 kWh, por un valor de COP \$ 292.884.320.092

4.1. Nivel de contratación y nivel de exposición en bolsa.

En relación con este aspecto, la empresa relaciona un nivel de contratación de compra y venta mayorista, al igual que un nivel de exposición en la bolsa como se relaciona a continuación:

Tabla 9. Compra Venta y exposición en bolsa – DICEL

COMPRA	100.00%
MAYORISTA	89.78%
BOLSA	10.22%
VENTA	100.00%
MAYORISTA	39.05%
Usuario Final Regulado	37.12%
Usuario Final No Regulado	20.88%
BOLSA	2.95%
EXPOSICION NETA A LA COMPRA	7.27%

Fuente: Elaboración propia DTGE

De acuerdo a lo anterior, la empresa reporta un nivel de exposición neta de 7.27% debido a que las compras en bolsa fueron mayores (10.22%) que las ventas en bolsa (2.95%), representado en un 7,27%

Los principales proveedores con los que cuenta la empresa DICEL S. A E. S.P son EPM, Fuentes de Energías Renovables FURESAS, Gensa e Isagen.

4.2. Descripción de las transacciones realizadas en el mercado mayorista

De acuerdo a la información brindada por la empresa DICEL, entre el tipo de transacciones efectuadas por la misma se encuentran:

- Participación en la contratación de contratos de largo plazo de forma directa
- Participación en la contratación de contratos de largo plazo a través de convocatorias públicas privadas y/o Publicas (SICEP)
- Participación liquidación transacciones en bolsa
- Participación de las liquidaciones del SIC - LAC
- Participación en los mercados de comercialización de usuario final
- Prestación de servicio de CGM a terceros
- Participación en proyectos de FNCER (usuario final)
- Participación en agremiaciones CAC, ANDESCO, DERIVEX

Durante la vigencia del 2019 la empresa DICEL efectuó 446 en 16 mercados de comercialización migraciones o cambio a otros agentes o entidades autorizadas para prestar el servicio público de electricidad y de la incorporación de nuevos usuarios (Regulados y No Regulados) dentro y fuera de su mercado durante la vigencia.

4.3. Informe de los planes de recuperación de energía.

La empresa DICEL, por ser comercializador, no tiene un plan de recuperación de pérdidas propio, y en su defecto se trabaja en conjunto con los operadores de red para visitar anualmente diferentes usuarios y mitigar problemas de conexión, de las instalaciones, de daños y/o fraudes en las fronteras que representa ante el sistema.

Dentro de los procedimientos internos de la compañía, efectúa las siguientes validaciones mensuales:

- Medición diaria
- Validación de la comunicación de las fronteras
- Planes de normalización de la comunicación y/o toma de medida en sitio
- Análisis crítico de la medida
- Verificación del cumplimiento del código de medida
- Inspección clientes con desviaciones
- Requerimiento de visitas conjuntas a los OR (si se requiere)

4.4. Descripción en general del mercado atendido.

En la siguiente tabla se presenta la participación porcentual por segmento regulado residencial, regulado no residencial y no regulados

Tabla 10. Mercado de Dicel durante 2019

DESCRIPCION	kW	% kWh	USUARIOS	%. Usuarios
RESIDENCIAL	16.356.732	3%	5.820	43%
REGULADO NO RESIDENCIAL	337.202.277	63%	7.479	56%
NO REGULADO	185.303.148	34%	145	1%
TOTALES	538.862.157	100%	13.444	100%

Fuente: Elaboración propia DTGE

De acuerdo a la información reportada por la empresa, en su gran proporción, el mercado se encuentra en usuarios regulados no residenciales que corresponden al 56% del total de sus usuarios y por su contraparte usuarios residenciales que corresponden al 43%

Al validar la proporción de usuarios en el sistema único de información – SUI, se encuentra la siguiente discriminación.

Tabla 11 Usuarios SUI – DICEL 2019

MES	Número de Usuarios
Enero	12.751
Febrero	12.504
Marzo	12.843
Abril	12.789
Mayo	12.784
Junio	12.834
Julio	12.406
Agosto	12.898
Septiembre	12.928
Octubre	13.085
Noviembre	13.098
Diciembre	13.084

Fuente: Elaboración propia DTGE

5. Medición

5.1. Cambio de medidores efectuados

Durante la vigencia del 2019, la empresa manifiesta el cambio de 103 medidores para el sector comercial, industrial, residencial y especial; cabe indicar que la totalidad de los medidores fue sustituida por medidores electrónicos, en su mayor proporción para el sector comercial.

Tabla 12 Cambios de medidores 2019 -DICEL

Sector y Municipio	Medidores Cambiados		
COMERCIAL	65	INDUSTRIAL	23
ACACIAS	1	CALI	5
ARMENIA	1	GUASCA	1
BARRANQUILLA	1	MADRID	1
CALI	37	MOSQUERA	2
CANDELARIA	1	PALMIRA	2
CARTAGENA	2	PEREIRA	1
DOS QUEBRADAS	1	RESTREPO	1
GUAMAL	1	SAMACA	1
LA DORADA	1	SANTAFE DE BOGOTA D.C	4
MEDELLIN	1	VILLA RICA	1
MELGAR	1	VILLAVICENCIO	2
NEIVA	1	YUMBO	2
PALMIRA	2	OFICIAL	4
PASTO	2	CALI	1
POPAYAN	1	SANTA MARTA	1
SANTAFE DE BOGOTA D.C	10	SANTAFE DE BOGOTA D.C	1
YOPAL	1	VILLAVICENCIO	1
		RESIDENCIAL	9
		CALI	7

PALMIRA	1	COTA	1
POPAYAN	1	FUNZA	1
SUBSIDIO ESPECIAL	2	TOTAL	103

Fuente: Elaboración propia DTGE

5.2. PQR allegadas durante el año 2019

De las peticiones, quejas y recursos reportadas por el prestador al SUI, solo el 3% corresponden al mercado No Regulado, el 97% son del mercado regulado; en su mayoría las inconformidades son por el consumo o producción facturado.

Tabla 13. PQR por tipo

CAUSAL	PQR
Alto Consumo	1
Cobro Por Consumos Dejadoss De Facturar O Recuperación De Energía	1
Inconformidad Con El Aforo	1
Inconformidad Con El Consumo O Producción Facturado	464
Inconformidad Por Desviación Significativa	48
Lectura Incorrecta	19
TOTAL	534

Fuente: Elaboración propia DTGE

5.3. Número de usuarios por tipo de lectura

La Distribución de usuarios para la empresa DICEL durante el año 2019 se encuentra distribuida en 13.625 usuarios a los cuales se les efectuó lectura real, y 1 usuario al que se le efectuó lectura por aforo, sumando un total de 13.625 usuarios.

Tabla 14. Usuarios por sector, DICEL

MUNICIPIO	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	RESIDENCIAL	SUBSIDIO ESPECIAL
TOTALES	1	6.895	726	145	5.852	7

Fuente: Elaboración propia DTGE

De los usuarios reportados por la empresa, el 50,6% corresponde a usuarios del sector comercial; 5,32% del sector industrial, 43% residencial, el 1% restante al sector de alumbrado público y subsidio especial.

5.4. Estado de calibración de medidores

La empresa reporta estado de calibración de los medidores electrónicos, número de certificado y empresa con la cual fueron calibrados los equipos y fecha de la misma.

A continuación, se relaciona consolidado de la información entregada por la empresa Dicel:

Tabla 15. Laboratorios de calibración medidores - Dicel

LABORATORIO	NÚMERO DE MEDIDORES CALIBRADOS
CAM	608
CIDET	4

COLTAVIRA	158
DIGITRON	14
ELGSIS	311
ELSTER	174
ELSTER SOLUCIONES S.A.	26
EPSA	1
HONEYWELL	10
ICELCA	1
IINPEL	1
INELCA	668
INPEL	1262
INPOEL	1
METROBIT	22
ONAC	2
SERVIMETERS	120
VERIFYLAB	142
VERITEST	121
VERYLAF	1
TOTAL	3.647

Fuente: Elaboración propia DTGE

De la información reportada por la empresa, se da conformidad con lo estipulado frente al proceso de calibración de medidores por laboratorios avalados, cuyas pruebas efectuadas y certificados de calibración, se encuentran conformes de acuerdo a lo verificado.

5.5. Fronteras representadas por la empresa

La empresa DICEL reporta un total de 4.467 fronteras de su administración para su mercado regulado como no regulado, relacionado a continuación.

Tabla 16 Fronteras de representación de DICEL

OPERADOR	NO REGULADO					REGULADO					TOTAL
	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	SUBSIDIO ESPECIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	RESIDENCIAL	SUBSIDIO ESPECIAL	
ANTIOQUIA UNIFICADO						41	11				52
CARIBE UNIFICADO		9	1	1		97	7	1			116
CEDENAR		2				71	7		2		82
CENS						9	3				12
CETSA						12	3	1			16
CHEC						22	7				29
CODENSA UNIFICADO		22	43	2	2	234	285	2	9	5	604
COMPANÍA DE ELECTRICIDAD DEL CAUCA S.A. E.S.F.			2			34	15		138		189
EBSA						12	30				42
EDEQ						23	2				25
EEP		1				15	10				26
ELECTROHUILA		1				139	52	1	3		196
EMCALI		22	8			2.091	111	25	217		2.474
EMCARTAGO						7	2	2			11
EMSA		2	4			121	22	2			151
ENERCA						12	7				19
ENERTOLIMA						20	17	1	2		40
EPSA	1	3	4	1		184	62	104	4		363
ESSA			1			14	5				20
TOTAL	1	62	63	4	2	3.158	658	139	375	5	4.467

Fuente: Elaboración propia DTGE

De las fronteras reportadas, para el sector no regulado, se encuentran un total de 132 fronteras y para el sector regulado un total de 4.335 fronteras.

5.6. Certificación de producto

La empresa relaciona los certificados de conformidad de los equipos de medición y transformadores de medida, entre los cuales se destacan las siguientes referencias:

- **Medidores:** @METER, CHINT, CIRCUTOR, ELGAMA, ELSTER, ESTROM, GENESIS – INELCA HOLLEY, ITRON – ACTARIS, LANDIS, RYMEL, SUNRISE, WENZHO
- **Transformadores de medida:** ABB, AMEO, AREVA, ARTECHE – CACEI – CEICA, ATEL, BALTEAU, BLOX

5.7. Sistemas de comunicación

La empresa DICEL actualmente efectúa el proceso de toma de lecturas realizado por el centro de gestión de medida empleando los siguientes insumos:

1. Software de tele-lectura: Blazar Read y software propietario de cada medidor.
2. Software de lectura usuarios no telemedidos: Telesimex
3. Comunicación celular: Servicio de MPLS con claro y un apn privado para la toma de lecturas remota.
4. Dispositivos remotos: Diferentes marcas operativas, Foutfaith, Wlink, Pulsar
5. Comunicación en sitio: Para la comunicación en sitio la empresa dispone de software blazar read y de los propietarios de cada medidor

5.8. Mantenimiento de Fronteras

La empresa reporta un total de 455 fronteras a las cuales se les efectuaron labores de mantenimiento durante la vigencia del año 2019 relacionadas a continuación.

Tabla 17. Fronteras en mantenimiento 2019 - DICEL

OPERADORE DE RED / NIVEL DE TENSION	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	RESIDENCIAL	SUBSIDIO ESPECIAL	TOTAL
NIVEL DE TENSION I	111	72	12	63	1	259
CEDENAR	4	1				5
CENS	2					2
CEO	4			10		14
CHEC	2					2
EBSA		2				2
EEP		1				1
ELECTRICARIBE	6					6
ELECTROHUILA	2	3				5
EMCALI	36	7	1	35		79
EMCARTAGO			2			2
EMSA	9	6	1			16
ENEL - CODENSA	26	42	3	4	1	76
ENERCA	1					1
ENERTOLIMA	4	2				6
EPM	1					1
EPSA	14	7	5	14		40
ESSA		1				1
NIVEL DE TENSION II	90	63	6	14	4	177
CEO	1	2		2		5
CHEC	1					1
EBSA	2	2				4
EDEQ	1					1
ELECTRICARIBE	4		1			5
ELECTROHUILA	1					1
EMCALI	45	10	1	12		68
EMCARTAGO	1	1				2
EMSA	4	3	1			8
ENEL - CODENSA	26	28	1		4	59
ENERCA	1					1
ENERTOLIMA		1				1
EPM	1					1
EPSA	2	16	2			20
NIVEL DE TENSION III	7	12				19
CEO		3				3
ELECTRICARIBE		2				2
EMCALI	3	4				7
EMSA	1					1
ENEL - CODENSA		1				1
ENERTOLIMA	1					1
EPSA	2	2				4
TOTAL	208	147	18	77	5	455

5.9. Centro de Gestión de Medida CGM

El centro de medida de DICEL, cuenta con el recurso humano idóneo y la infraestructura adecuada para el cumplimiento de sus actividades diarias conforme a lo indicado por la resolución CREG 038 de 2014, a continuación, se describe el proceso:

- **Equipo de Trabajo**
1 ingeniero electricista, 1 ingeniero de sistemas y 4 tecnólogos de sistemas
- **Registro y Lectura de información**
Para el proceso de lectura y registro de la información se emplea una plataforma modular desarrollada por la misma compañía, esta plataforma contiene un Módulo de gestión de lecturas multimarca, un módulo para realizar el análisis de la información y un módulo para realizar el reporte de información a través del web service dispuesto por XM.
- **Esquema de comunicación remoto**
- **Software Utilizado**
Para la lectura de los medidores se utilizan el siguiente software: Blazar Read (Modulo multimarca desarrollado por la compañía), Acepilot, Metercat, Meterview, PcPro Advance, Map120 – 110, EnersisNG,
- **Equipos de telemedida**
Se tienen los siguientes: Routers wlin, Router Fourtfaith, Modem Pulsar, Canal MPLS, Firewall, Servidores
- **Protección de datos**
Conforme a lo estipulado en el artículo 17 de la resolución CREG 038 de 2014 y al acuerdo C.N.O 1043, los medidores y sistema de lecturas de DICEL cuentan con la configuración de 2 niveles de seguridad, al igual que un procedimiento para la parametrización de medidores y asignación de contraseñas, el acceso a los sistemas de información de la compañía es realizado por medio de usuarios y contraseñas, cada usuario tiene un perfil asignado de acuerdo a sus funciones.

La transmisión de la información se realiza conforme a lo indicado por el CNO en su acuerdo 1043, para las conexiones en la RED 4G DICEL emplea un VPN privado, de igual manera para conexiones inferiores a esta emplean un mecanismo de cifrado basado en VPN IPSEC

5.10. Fronteras Comerciales

A continuación, se relacionan las fronteras comerciales de administración de DICEL.

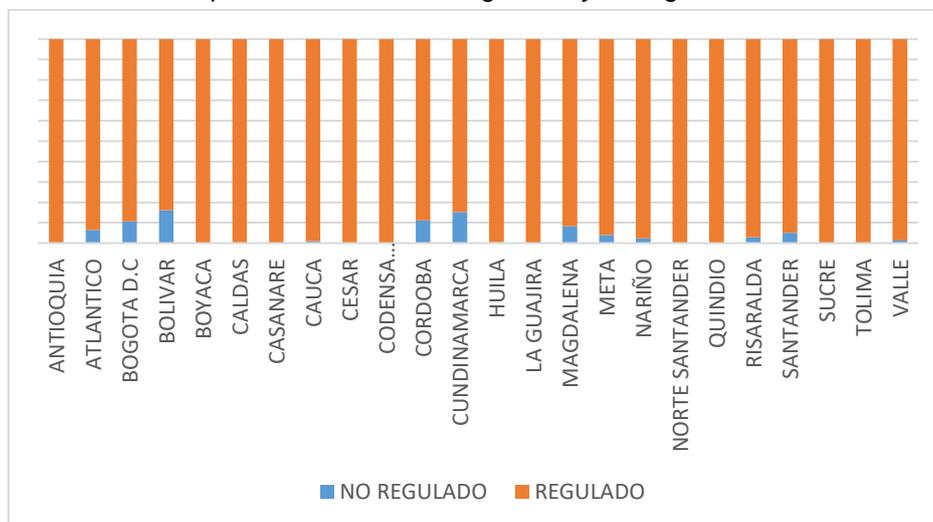
Tabla 18. Reporte fronteras administradas por DICEL vigencia 2019

DEPARTAMENTO DE SERVICIO	NO REGULADO	REGULADO	TOTAL
ANTIOQUIA		52	52
ATLANTICO	3	43	46
BOGOTA D.C	53	439	492

BOLIVAR	6	31	37
BOYACA		42	42
CALDAS		21	21
CASANARE		19	19
CAUCA	2	191	193
CESAR		8	8
CODENSA UNIFICADO		1	1
CORDOBA	1	8	9
CUNDINAMARCA	17	95	112
HUILA	1	195	196
LA GUAJIRA		1	1
MAGDALENA	1	11	12
META	6	146	152
NARIÑO	2	82	84
NORTE SANTANDER		12	12
QUINDIO		25	25
RISARALDA	1	33	34
SANTANDER	1	19	20
SUCRE		3	3
TOLIMA		40	40
VALLE	40	2.865	2.905
TOTAL	134	4.382	4.516

Fuente: Elaboración propia DTGE

Gráfica 7. Proporción de fronteras reguladas y no reguladas DICEL 2019



Fuente: Elaboración propia DTGE

5.11. Fronteras Canceladas

A continuación se detalla cada una de las fronteras que fueron canceladas durante el 2019. Para casi todas las fronteras el motivo de cancelación fue el literal a del numeral 2 del Artículo 11 de la Resolución CREG 157 de 2011, a excepción de las fronteras Frt27720, Frt24878, Frt34117 y Frt27043 que fue cancelada por solicitud del agente, y la Frt27354 que fue por cambio de nivel de tensión.

Tabla 19. Fronteras canceladas DICEL – 2019

No	Código SIC	Nombre de la Frontera	Fecha Cancelación
----	------------	-----------------------	-------------------

1	Frt19706	RTS S.A.S	2019-01-03
2	Frt04590	REINDUFLEX SA	2019-01-03
3	Frt04122	PASTEURIZADORA HOMOLAC	2019-01-03
4	Frt21426	NIDIA ELSY DAZA BARRIOS	2019-01-03
5	Frt21322	LAPOLFLEX LTDA- F2	2019-01-03
6	Frt03654	LABORATORIOS GEN-FAR S.A.- 2	2019-01-03
7	Frt11263	INDUSTRIA MOLINERA PARDO S.A	2019-01-03
8	Frt01242	INAVES FUENTERRABIA	2019-01-03
9	Frt20666	ARISTOBULO ORTIZ VALENCIA- F2	2019-01-03
10	Frt04161	CARULLA VIVERO S.A. - AVENIDA 68	2019-01-03
11	Frt03395	COLTAVIRA S. A. (COLTAVIRA 4)	2019-01-03
12	Frt24484	CENTRO COMERCIAL CHIPICHAPE PH - BODEGA 8 DEPOSITO 2	2019-01-17
13	Frt26541	DISTRIBUCIONES DAMASCO SA	2019-01-17
14	Frt19987	ADMINISTRACIONES DAPA SAS - F1	2019-01-24
15	Frt20788	CENTRAL DE ABASTECIMIENTOS DEL VALLE DEL CAUCA S.A - BODEGA 4	2019-01-24
16	Frt00535	CIA AVICOLA SURAMERICANA SAS	2019-01-24
17	Frt11400	CITIBANK COLOMBIA S.A - METROPOLIS	2019-01-24
18	Frt11652	COOPERATIVA MULTIACTIVA - COMSTEEL (1)	2019-01-24
19	Frt05260	DISEÑOS INFANTILES S.A.	2019-01-24
20	Frt02627	GRAVAS DEL TUNJUELO S.A.	2019-01-24
21	Frt22846	HIELOS UNO A	2019-01-24
22	Frt03256	INDUSTRIA DE ALIMENTOS LIROYAZ	2019-01-24
23	Frt18744	MULTIACTIVA PROCOLDI DE COLOMBIA SAS	2019-01-24
24	Frt11285	RACAFE Y CIA S.C.A - PEREIRA	2019-01-24
25	Frt21135	ROBAYO FERRO Y MORALES MOORE SAS	2019-01-24
26	Frt11581	GRAN ESTACION 2 CENTRO COMERCIAL PH - ZONAS COMUNES OFICINAS SUB 2	2019-02-01
27	Frt11580	GRAN ESTACION 2 CENTRO COMERCIAL PH - ZONAS COMUNES SUB 1	2019-02-01
28	Frt11582	GRAN ESTACION II CENTRO COMERCIAL - PH - ZC LOCALES SUB1	2019-02-01
29	Frt11610	GRAN ESTACION II CENTRO COMERCIAL PH - ZC LOCALES SUB 2	2019-02-01
30	Frt24483	PATRIMONIOS Y KAPITALES SAS - BODEGA 104	2019-02-21
31	Frt19829	PATRIMONIOS Y KAPITALES SAS - BODEGA 105	2019-02-21
32	Frt21409	CENTRO COMERCIAL PREMIER LIMONAR - F4	2019-03-14
33	Frt11391	CENTRO COMERCIAL PREMIER EL LIMONAR - NORTE	2019-03-14
34	Frt11392	CENTRO COMERCIAL PREMIER EL LIMONAR - SUR	2019-03-14
35	Frt31405	LLANTAS Y REENCAUCHE NARIÑO SAS	2019-04-01
36	Frt29298	SINERGIA GLOBAL EN SALUD SAS	2019-04-01
37	Frt23282	LUZ VILMA SALAZAR ORTIZ - COMERCIALIZADORA DE ALIMENTOS SUPER POLLOS	2019-04-04
38	Frt24758	LA ESPERANZA VICHADA SOCIEDAD POR ACCIONES SIMPLIFICADA - F2 - LOCAL 201-7	2019-04-04
39	Frt23333	HOLGUINES TRADE CENTER PH - LOCAL ESSO CENTER	2019-04-04
40	Frt23846	AMVERPLAST SAS - F2	2019-04-11

41	Frt29006	SUPER ALEJO SAS	2019-04-11
42	Frt32151	OSORIO TORO VIP SAS	2019-05-01
43	Frt29755	SUBGRUPO SAS	2019-05-09
44	Frt26555	DIAZ Y RESTREPO SAS	2019-05-09
45	Frt19383	COOMEVA - BARRANQUILLA 1	2019-05-09
46	Frt25878	PLEXA S.A.S. E.S.P.	2019-06-06
47	Frt24698	CENTRO COMERCIAL CHIPICHAPE PH - PANTALLA LED EXTERNA AV 6	2019-06-06
48	Frt29063	CIUADDELA COMERCIAL UNICENTRO CALI PH - LOCAL 191 A	2019-06-06
49	Frt08300	COMERCIALIZADORA MARTINEZ ACOSTA MONTOYA SAS	2019-06-20
50	Frt29407	SINERGIA GLOBAL EN SALUD SAS	2019-07-04
51	Frt29189	EME RECREATIVOS SAS	2019-07-04
52	Frt22203	DIVERTRONICA MEDELLIN SA - PITALITO	2019-07-25
53	Frt19837	MOINSOPLAST SAS	2019-08-01
54	Frt29450	SINERGIA GLOBAL EN SALUD SAS	2019-08-01
55	Frt24108	FRISBY S.A - G98	2019-08-01
56	Frt27457	CIUADDELA COMERCIAL UNICENTRO CALI PH - TOTEM PORTERIA 3	2019-09-05
57	Frt29576	SINERGIA GLOBAL EN SALUD SAS	2019-09-12
58	Frt29575	SINERGIA GLOBAL EN SALUD SAS	2019-09-12
59	Frt20773	COMPAÑIA COMERCIAL E INDUSTRIAL LA SABANA AVESCO SA S- CRA 4	2019-09-19
60	Frt27720	CIUADDELA COMERCIAL UNICENTRO CALI PH - OFICINA 709	2019-09-26
61	Frt24878	PLANTA DE BENEFICIO AVICOLA VILLA FRANCY SAS - F6 (MARGARITA DIAZ RODRIGUEZ)	2019-09-26
62	Frt34117	ALITAS COLOMBIANAS SAS	2019-09-26
63	Frt27043	DIAZ Y RESTREPO SAS	2019-09-26
64	Frt29522	INVERSIONES RCP SAS	2019-09-28
65	Frt27354	CIUADDELA COMERCIAL UNICENTRO CALI PH - OFICINA 410	2019-10-17
66	Frt23240	HOLGUINES TRADE CENTER PH - LOCAL BUOA	2019-10-24
67	Frt23308	HOLGUINES TRADE CENTER PH - LOCAL BUOP	2019-10-24
68	Frt23571	HOLGUINES TRADE CENTER PH - LOCAL 6	2019-10-24
69	Frt29297	SINERGIA GLOBAL EN SALUD SAS	2019-11-01
70	Frt02341	AMERICAN PIPE AND CONSTRUCTION INC.	2019-11-21
71	Frt04892	AUTOMARKET LIMITED - EST. CHILE	2019-11-21
72	Frt00990	MARTIN BAUTISTA BAUTISTA	2019-12-12
73	Frt29005	SUPER NUEVO MILENIO SA - LOCAL 249	2019-12-26

Fuente: Elaboración propia DTGE

5.12. Tipos de Falla Presentadas durante el año 2019

Durante el año 2019 se presentaron 5 tipos de falla en el conjunto de equipos que conforman el sistema de medición de un usuario, entre las cuales se destacan:

- Falla contador principal
- Falla no envió de lectura
- Falla sistema de transmisión de datos

- Falla transformador de corriente (TC)
- Falla transformador de Potencial (TP)

La empresa manifiesta que ante la presencia de fallas procede con base a lo estipulado en el anexo 7 de la resolución CREG 038 del 2014, efectuando las siguientes acciones:

- Se reporta ante XM la falla especificando su causa
- Se realiza reposición de equipos defectuosos dentro del plazo establecido por XM para su normalización.
- Se realizan correcciones en los elementos de interfaz de comunicación (Solo si aplica)
- Se realizan cambios de operador celular (Solo donde el problema es asociado a falta de cobertura celular)

6. SUBSIDIOS

6.1. Consolidados recursos FOES – 2019

La empresa DICEL, manifiesta que de acuerdo a la información solicitada en el Radicado No.20202200937851 de fecha 24/09/2020, remitió la información correspondiente a “Consolidado de conciliaciones de recursos FOES, presentadas al Ministerio de Minas y Energía correspondiente al año 2019”

A continuación, se reportan los consolidados de subsidios y consolidados para la empresa DICEL durante el año 2019

Tabla 20. Consolidado de Contribuciones durante 2019

TIPO DE MERCADO	Tipo Usuario	Contribución	Valor Ajuste
NO REGULADO	COMERCIAL	\$ 2.922.394.609	-\$ 50.343.085
	INDUSTRIAL	\$ 157.742.044	-\$ 2.588.653
	OFICIAL	\$ 248.344.487	-\$ 3.149.963
TOTAL NR		\$ 3.328.481.140	-\$ 56.081.700
REGULADO	COMERCIAL	\$ 16.075.401.960	-\$ 59.820.699
	INDUSTRIAL	\$ 694.063.890	\$ 859.992
	OFICIAL	\$ 161.641.549	\$ 1.287.071
	RESIDENCIAL	\$ 584.999.622	-\$ 303.144
	SUBSIDIO ESPECIAL	-\$ 0	\$ 27
TOTAL R		\$ 17.516.107.020	-\$ 57.976.752
TOTALES		\$ 20.844.588.160	-\$ 114.058.453

Tabla 21. Consolidado de Subsidios durante 2019:

TIPO USUARIO	Subsidio	Ajuste Subsidio
INDUSTRIAL	\$ 194.253.380	\$ 218.392
SUBSIDIO ESPECIAL	\$ 515.107.705	-\$ 1.336.764
TOTAL	\$ 709.361.086	-\$ 1.118.372
COMERCIAL	\$ 148.811	\$ -
INDUSTRIAL	\$ 11.699.244	\$ 19.943.274

RESIDENCIAL	\$	108.359.578	\$	-
SUBSIDIO ESPECIAL	\$	258.915.956	\$	-
TOTAL	\$	379.123.590	\$	19.943.274
TOTALES	\$	1.088.484.675	\$	18.824.902

Fuente: Elaboración propia DTGE

6.2. Recopilación validaciones del Ministerio de Minas y Energía

Durante el periodo 2019, la empresa recibió por parte del Ministerio de Minas y Energía la validación con objeciones a las cuentas de subsidios y contribuciones de solidaridad, del primer trimestre de 2019 al primer trimestre de 2020 para el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos MMEFSSRI del Servicio Público Domiciliario de Energía Eléctrica. De acuerdo a lo reportado por el MME se encuentran las siguientes observaciones:

“Para SUBSIDIOS, en los trimestres primero, segundo, tercero y cuarto de 2019 y primero de 2020:

- *En algunos mercados la tarifa reportada, es menor a la tarifa calculada.*
- *En algunos mercados el porcentaje de Factor reportado en subsidios presenta diferencias frente al calculado.*
- *Los subsidios reportados por DICEL son mayores a los calculados por este Ministerio.”*

“Para CONTRIBUCIONES en los trimestres segundo, tercero y cuarto de 2019 y primero de 2020:

- *El Factor reportado en contribuciones es mayor al Factor calculado.*
- *La facturación calculada es mayor a la reportada por la empresa.*
- *El valor de contribuciones reportado está presentando diferencias frente al calculado.”*

Al respecto y con base a las observaciones del Ministerio, la empresa DICEL manifiesta que a la fecha se encuentra efectuando la validación correspondiente validación a fin de subsanar lo indicado por parte del Ministerio.

6.3. Tarifas

De acuerdo con la información comercial reportada por la empresa en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa DICEL atiende usuarios regulados y no regulados, A continuación, se presenta una evaluación de las tarifas del año 2019 para cada uno de los tipos de usuario:

6.3.1. Usuarios Regulados

Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado. El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica, de acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, está conformado por la suma de los componentes de generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R),

cada uno de los cuales obedece a unas condiciones reguladas para la determinación de su valor.

$$CUV_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + Cv_m + PR_{n,m} + R_m$$

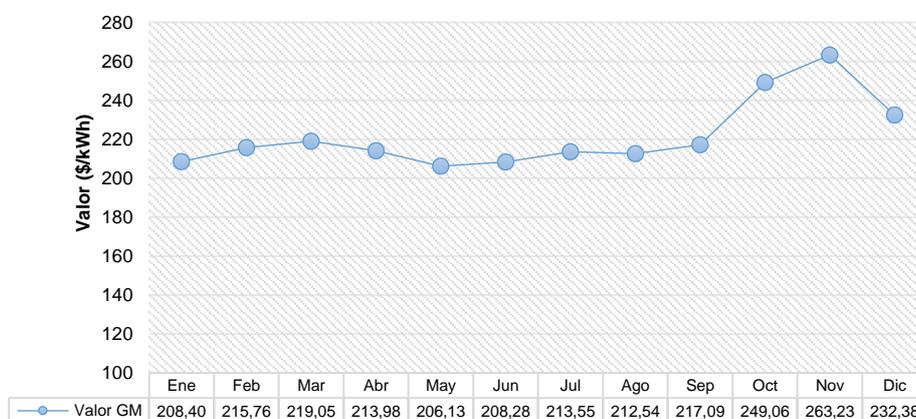
↓ Generación
 ↓ Transmisión
 ↓ Distribución
 ↓ Comercialización
 ↓ Pérdidas
 ↓ Restricciones

En línea con lo anterior, es necesario indicar que dado a que la empresa Dicel realiza la prestación del servicio como comercializador en 19 mercados, para el presente análisis se realizó el promedio de los componentes de generación, pérdidas y restricciones reportado en todos los mercados, para así tener un valor general para el prestador de manera mensual.

6.3.1.1. Componente de Generación

Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 030 de 2018 y Resolución CREG 129 de 2019. Este componente permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador bien sea vía contratos bilaterales o bolsa en el mercado de energía mayorista. Debe tenerse presente que el componente G de la empresa es distinto para cada mercado de comercialización ya que, si bien la información de entrada es la misma, el factor de ponderación alfa es diferente para cada mercado.

Gráfica 8 Componente de Generación (G) 2019 – DICEL S.A E.S.P



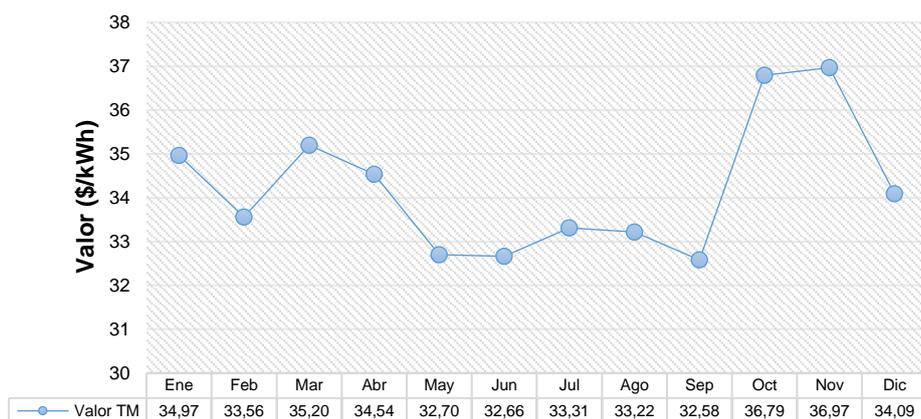
Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

Desde el mes de enero al mes de agosto del año 2019, se puede evidenciar un comportamiento estable del componente G debido a que la ESP, posiblemente durante todo el año realizó compras de energía a partir de contratos bilaterales; sin embargo, a partir del mes de septiembre hasta el mes de noviembre se observa que hubo un leve incremento del valor de componente, lo cual posiblemente se presentó debido a que los valores de los contratos estuvieron expuestos a los precios de la bolsa.

6.3.1.2. Componente de Transmisión (T)

El componente de Transmisión es liquidado y publicado por XM S.A. E.S.P. en calidad de LAC de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009 y las empresas comercializadoras cobran a sus usuarios dicho valor. En la Gráfica 16 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por la empresa a sus usuarios durante el año 2019. El componente reconoce a los transmisores nacionales el valor de las inversiones realizadas mediante un ingreso regulado establecido por la CREG a través de resolución particular. Cabe aclarar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente.

Gráfica 9 Componente de Transmisión (T) 2019 – DICEL S.A E.S.P



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

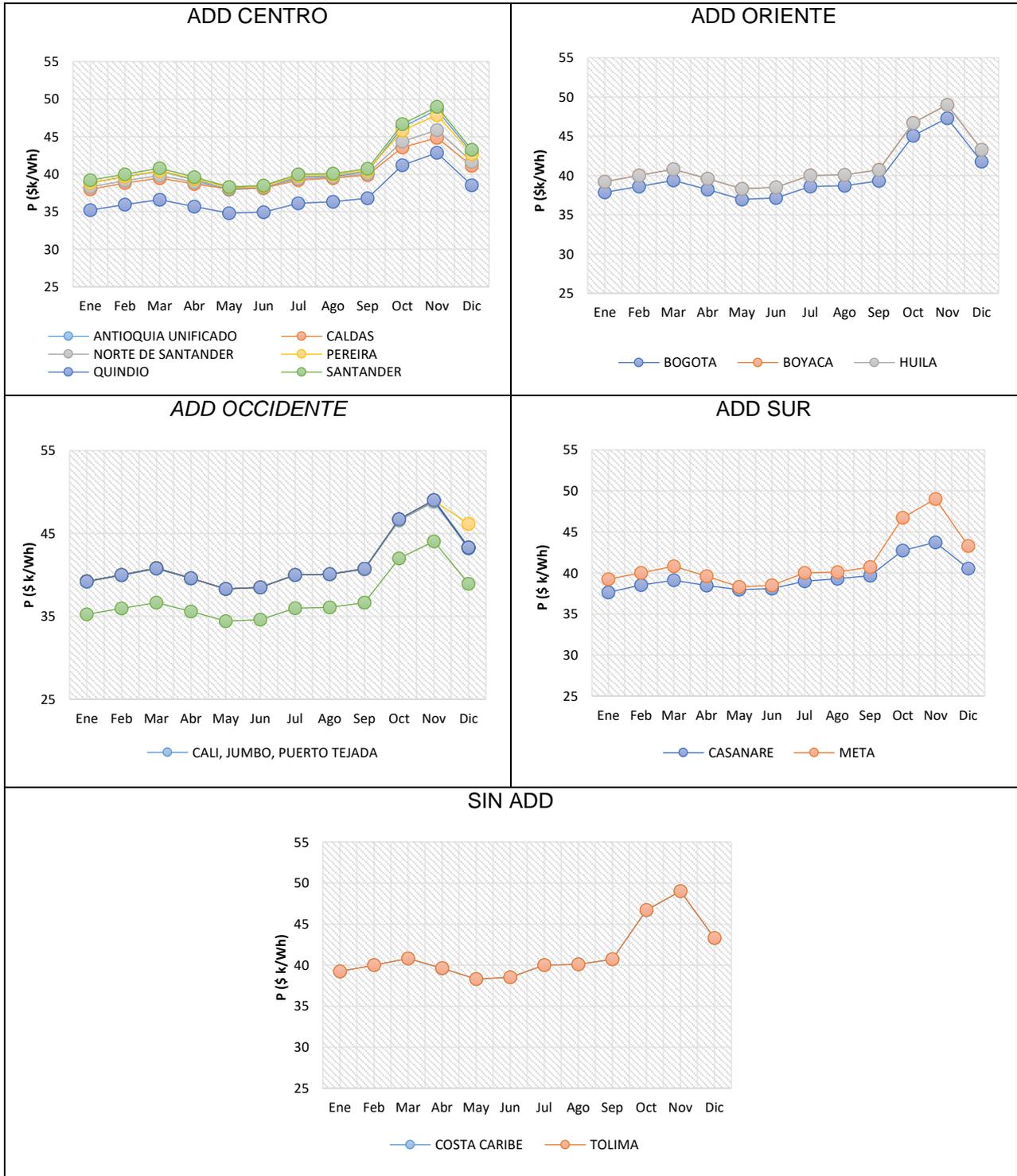
6.3.1.3. Componente de Pérdidas (P)

El componente de Pérdidas reconoce al comercializador el costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas y no técnicas se pierden en el STN, STR y SDL. De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 173 de 2011, este componente se calcula como una fracción de los componentes de Generación y Transmisión bajo las mismas condiciones del porcentaje de pérdidas reconocidas al Operador de Red propietario de las redes donde se preste el servicio.

En promedio, el componente de Pérdidas se compone de un 85% proveniente de la Generación y un 15% por el componente de Transmisión; razón por la cual la curva mostrada en la Gráfica 10 tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente este componente incrementándolo.

De acuerdo con lo anterior, en las siguientes gráficas se muestra el comportamiento de este componente de acuerdo con cada área de distribución donde la empresa Dicel realiza la prestación del servicio.

Gráfica 10 Componente de Pérdidas (Pr) por ADD CENTRO 2019 – DICEL



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

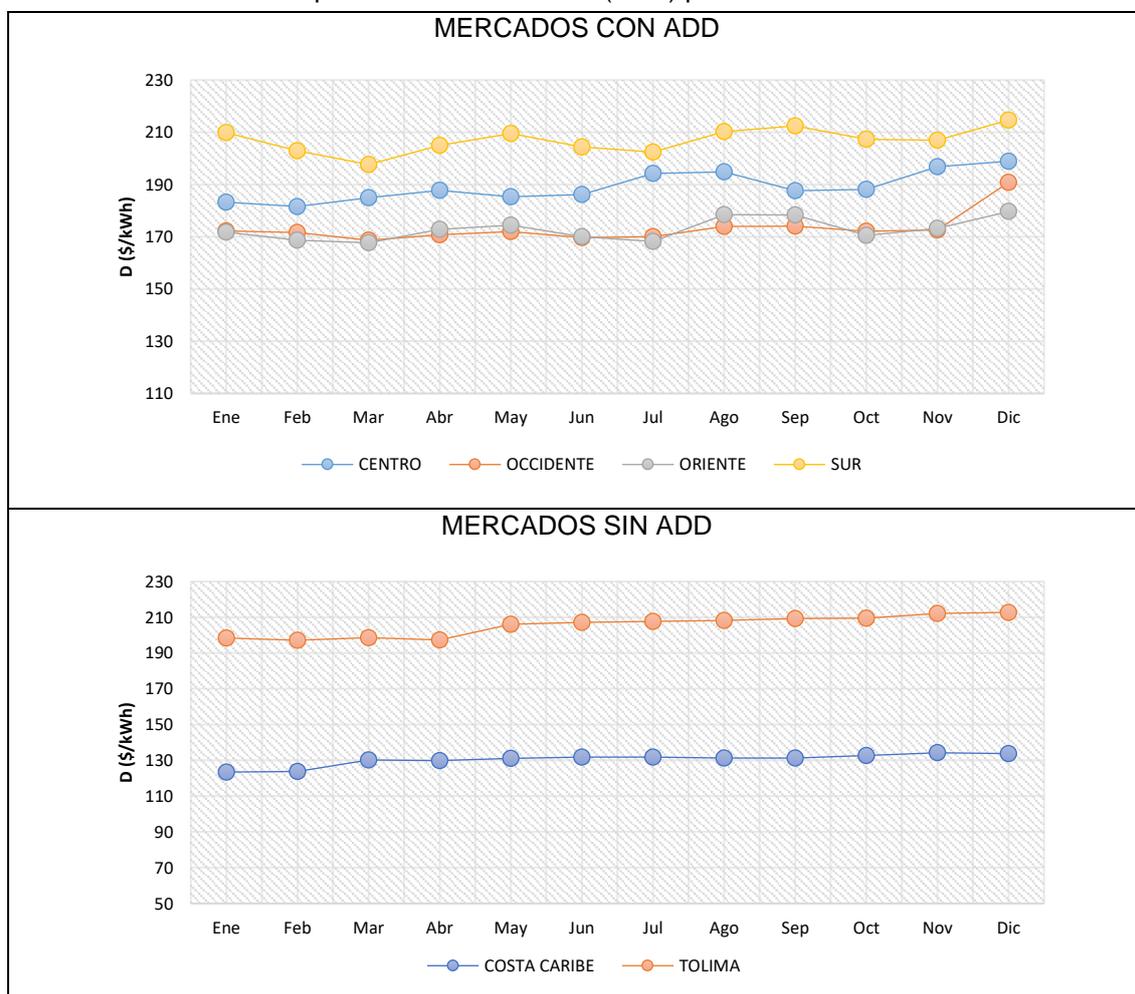
6.3.1.4. Componente de Distribución (D)

A la fecha, el mercado eléctrico colombiano se encuentra en una etapa de transición entre las metodologías de remuneración de la actividad de distribución definidas por las

Resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018. Para finales del año 2019, solo los operadores de red CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. y COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. obtuvieron su aprobación de ingreso regulado y conformar mercados donde Dicel presta el servicio. Dicel al ser un comercializador entrante o puro, comercializa energía en mercados de comercialización que pertenecen a un área de distribución (ADD), por lo que, para esos mercados aplica el cargo liquidado por XM S.A. E.S.P., bajo la metodología definida en la Resolución CREG 058 de 2008 denominado, Cargo por Uso Único del Nivel de Tensión (DtUN) que será el cobrado a los usuarios vía tarifa.

En las Gráfica 11 se muestran los componentes de distribución de nivel de tensión 1 con propiedad del activo del OR publicados por las empresas de análisis en el año 2019.

Gráfica 11 Componente de Distribución (Dtun) por 2019 – DICEL S.A E.S.P



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

6.3.1.5. Componente de Comercialización (C)

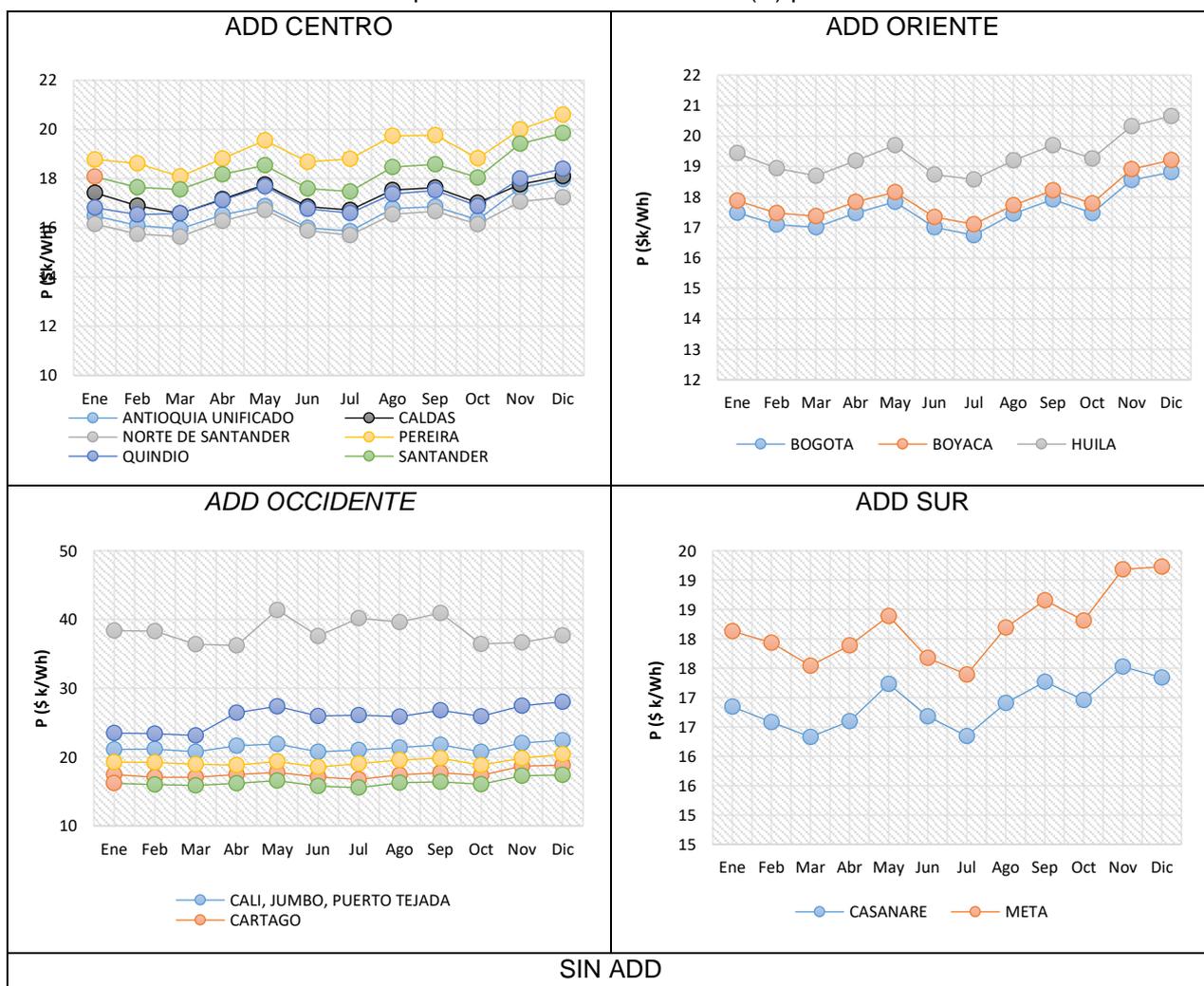
El componente de Comercialización remunera costos asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera, contribuciones y pagos al administrador del mercado. A la fecha, la comercialización se calcula a través de las metodologías establecidas en la Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014 donde la Comercialización

está conformada por tres subcomponentes: Costo variable de comercialización (C*), costo variable para atender usuarios regulados (CvR) y reconocimiento de garantías y contribuciones.

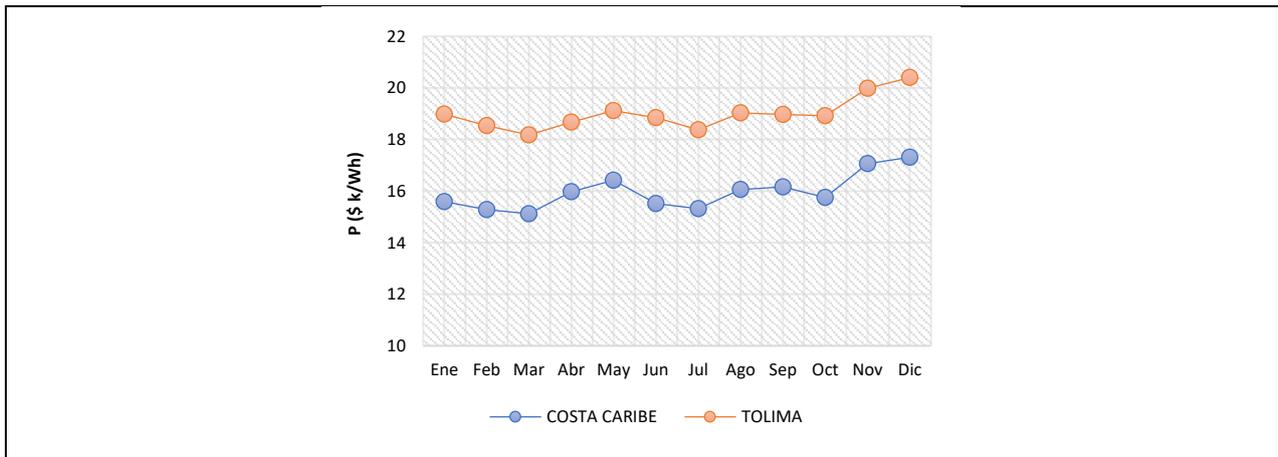
Es importante mencionar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones particulares de aprobación del costo base de comercialización y riesgos de cartera para cada una de las empresas incumbentes, siendo esta una de las razones principales por la cual se presentan las diferencias en este componente.

La empresa Dicel, al ser un comercializador diferente al integrado con el OR en los mercados donde tiene presencia, está en la obligación de dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 23¹ de la Resolución CREG 180 de 2014.

Gráfica 12 Componente de Comercialización (C) por ADD - DICEL



¹ Los comercializadores diferentes a los integrados con el operador de red aplicaran en cada mercado de comercialización en el que atiendan usuarios regulados el respectivo costo base de comercialización y el riesgo de cartera de usuarios tradicionales aprobado para el comercializador integrado con el OR en estos mercados
IN-F-003 V.2



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

6.3.1.6. Componente de Restricciones (R)

En el componente de Restricciones, es donde se compensan los sobrecostos en el sistema generados por los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

Este componente surgió como respuesta a los múltiples ataques a la red de transmisión durante el año 2000 y los primeros meses del 2001, lo que implicó que el costo de las restricciones, considerado marginal bajo condiciones de operación normal del sistema, pasara a ser uno de los principales costos de la tarifa. De esta manera, la CREG adoptó topes para remunerar la energía que por las restricciones en la red de transmisión se encuentran fuera de mérito.

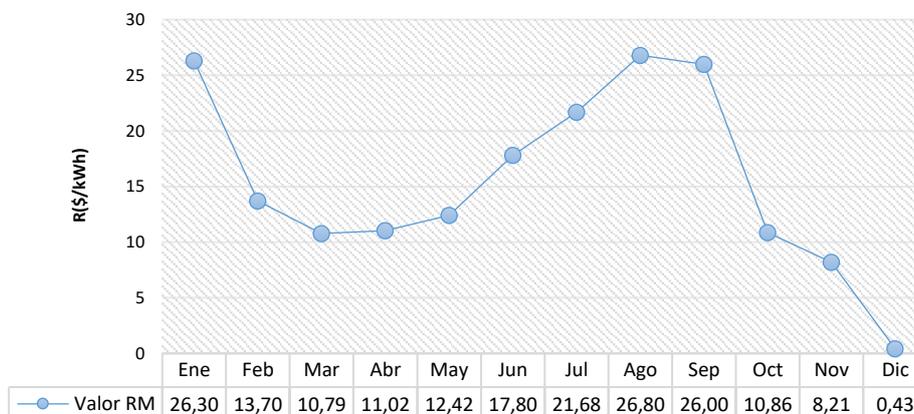
El componente de Restricciones que es trasladado a los usuarios se calcula de acuerdo con la Resolución CREG 119 de 2007 como el cociente del costo de las restricciones en pesos asignadas por el ASIC al comercializador de energía minorista y las ventas totales de energía del comercializador minorista, correspondientes al mes m-1.

El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración denominado variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones) diferentes conceptos tales como los costos del programa Apagar Paga, la planta de regasificación de Cartagena, la opción del precio de escasez, entre otros.

El componente de Restricciones que fue trasladado por Dicol se ubicó entre los 0,43 \$/kWh y los 26,80 \$/kWh con un valor promedio de 15,50 \$/kWh.

En la Gráfica 13 se puede evidenciar que los mayores valores trasladados en el componente se presentaron en los meses de julio, agosto y septiembre, lo anterior se debe a la disminución del precio de bolsa, ocasionando que las plantas térmicas que generaban en merito inicien a generar por seguridad, resultando en un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se trasfiere a la demanda.

Gráfica 13 Componente de Restricciones (R) 2019 - DICEL S.A E.S.P



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

Ahora bien, finalizando 2019, el componente de restricciones presentó valores muy cercanos a cero donde se evidenció un valor positivo en el concepto “alivio por ejecución de garantías” y que corresponde a la ejecución de la garantía por incumplimiento del proyecto Hidruitango ocasionado una disminución considerable en el valor del componente. Adicionalmente, para el año 2020, el alto precio de bolsa ocasiona que las plantas térmicas que generaban por seguridad inicien a generar por mérito, lo que implica un menor valor de las reconciliaciones positivas que se trasfiere a la demanda vía componente de Restricciones. Lo que generó un alivio en las restricciones a trasladar a la demanda.

6.3.1.7. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

Para el año 2019, la participación promedio de cada uno de los componentes en el CU de Dicel fue el siguiente:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

↓
43.25%

↓
6.68%

↓
35.35%

↓
3.78%

↓
7.92%

↓
3.02%

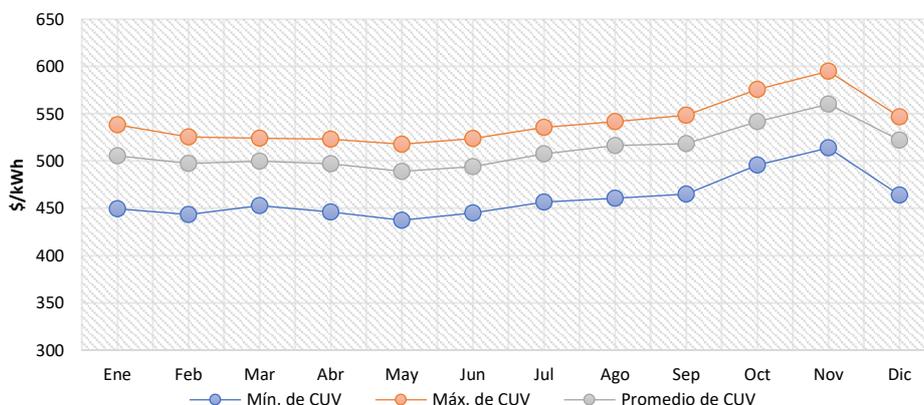
La mayor participación del Costo Unitario de Prestación del Servicio es de los componentes de Generación y Distribución, los cuales aportan aproximadamente el 78.6% al total. Para el año de análisis, en la Gráfica 14 se puede observar el comportamiento del CU promedio de todos los mercados donde Dicel atiende usuarios regulados, comportamiento estable durante el año 2019.

Ahora bien, es necesario mencionar que el promedio del CU para los usuarios de Dicel en los diferentes mercados fue de aproximadamente 512,46\$/kWh.

6.3.1.8. Tarifas de Energía Eléctrica

Es el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio.

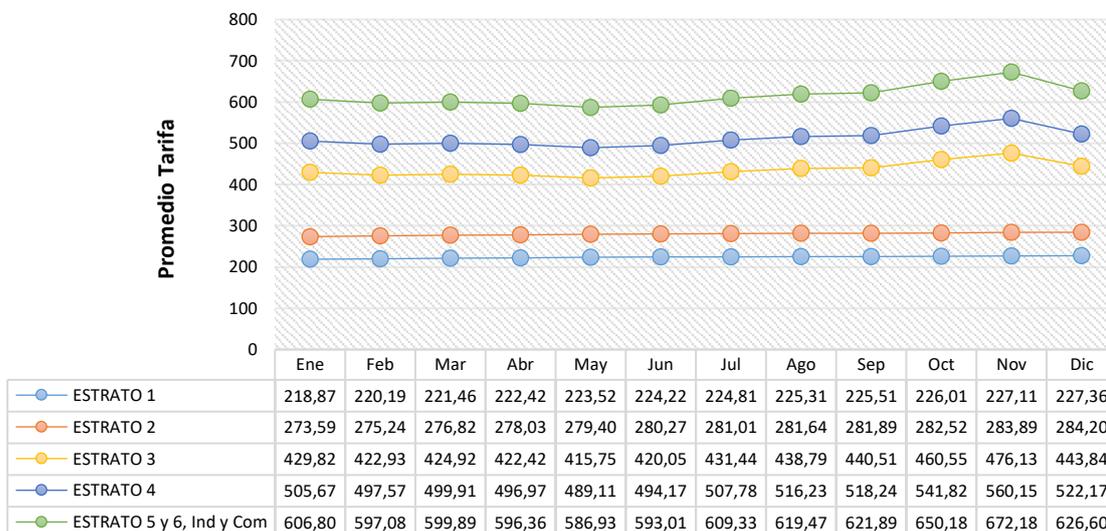
Gráfica 14 Costo Unitario de Prestación del Servicio 2019 - DICEL S.A E.S.P



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

Para el caso de Dicel que no aplicó opción tarifaria durante el año 2019, el CU es la tarifa de estrato 4, por lo que la curva es igual a la obtenida para el Costo Unitario de Prestación del Servicio. En la Gráfica 15, se observan las tarifas promedio por estrato aplicadas por la empresa a sus usuarios durante el año 2019. La aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 permite mantener un valor uniforme en la tarifa a diferencia de la variación que se identifica para el estrato 3 y 4.

Gráfica 15 Tarifas de energía eléctrica 2019 - DICEL S.A E.S.P



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

6.3.1.9. Usuarios No Regulados

Para el análisis de las tarifas no reguladas de Dicel, se efectuó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio de acuerdo con la información reportada por esta empresa en el formato 3 de la Resolución SSPD 20102400008055 de reporte al Sistema Único de Información SUI que aplicaba en el año 2019, para lo cual se tuvieron en cuenta los siguientes campos:

- Campo 2: Código DANE.
- Campo 9: Sector.
- Campo 10: Tipo de Tarifa.
- Campo 13: ID Mercado.
- Campo 14: Consumo.
- Campo 16: Facturación por consumo.
- Campo 39: Tipo de factura.

Adicionalmente, se relacionó la información, usuario y nivel de tensión de todo el año 2019. De acuerdo con la definición del campo 16, el valor del consumo facturado no incluye subsidios ni contribuciones, por lo que debería corresponder al cálculo realizado por Dicel del CU de cada usuario.

Posteriormente, se procedió a realizar la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo (Campos 14 y 16) agrupados por sector, mercado y nivel de tensión para calcular el cociente entre los campos 16 y 14, obteniendo un costo unitario de prestación del servicio promedio de la empresa por sector, mercado y nivel de tensión.

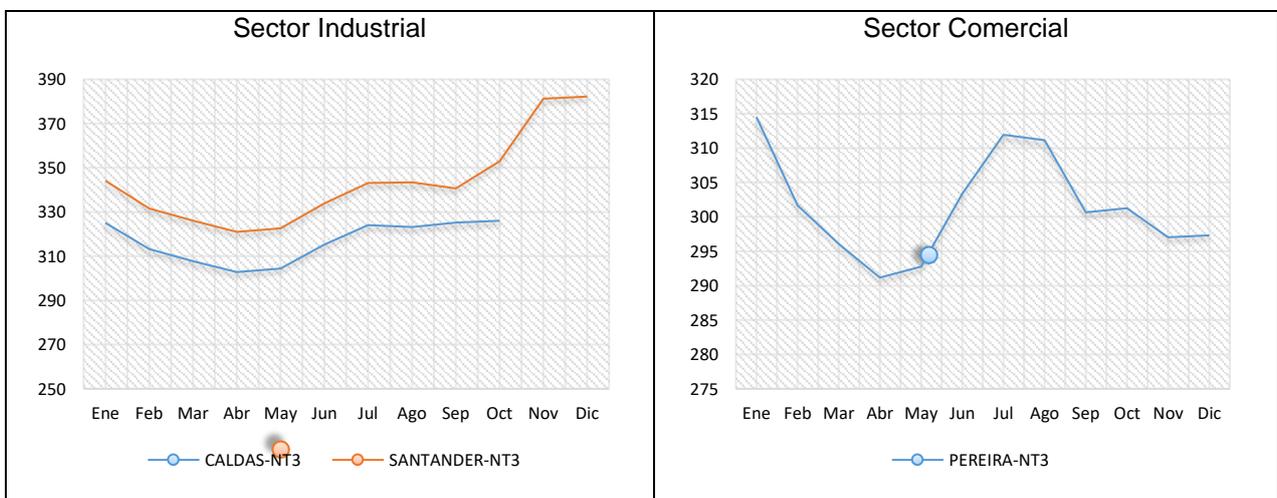
Habiendo aclarado como se calculó el valor del CU promedio (\$/kWh) por nivel de tensión, se muestran los resultados obtenidos agrupados por ADD.

- **ADD CENTRO**

Como se puede observar, Dicel durante el año 2019, atendió usuarios No regulados en tres (3) de los mercados del ADD CENTRO, para el sector Industrial la empresa atendió usuarios en los mercados de Caldas y Santander conectados en el Nivel de Tensión 3, Encontrando que para los usuarios No Regulados del Mercado de Caldas el CU promedio en el año 2019 fue de 316.71 \$/kWh y en mercado de Santander fue de 343.57 \$/kWh.

Para el sector Comercial, la empresa atendió usuarios en el mercado de Pereira, conectados al Nivel de Tensión 3, este sector y para este mercado el CU promedio del año 2019 fue de 301.57 \$/kWh.

Gráfica 16 Promedio CU - ADD CENTRO Año 2019 –

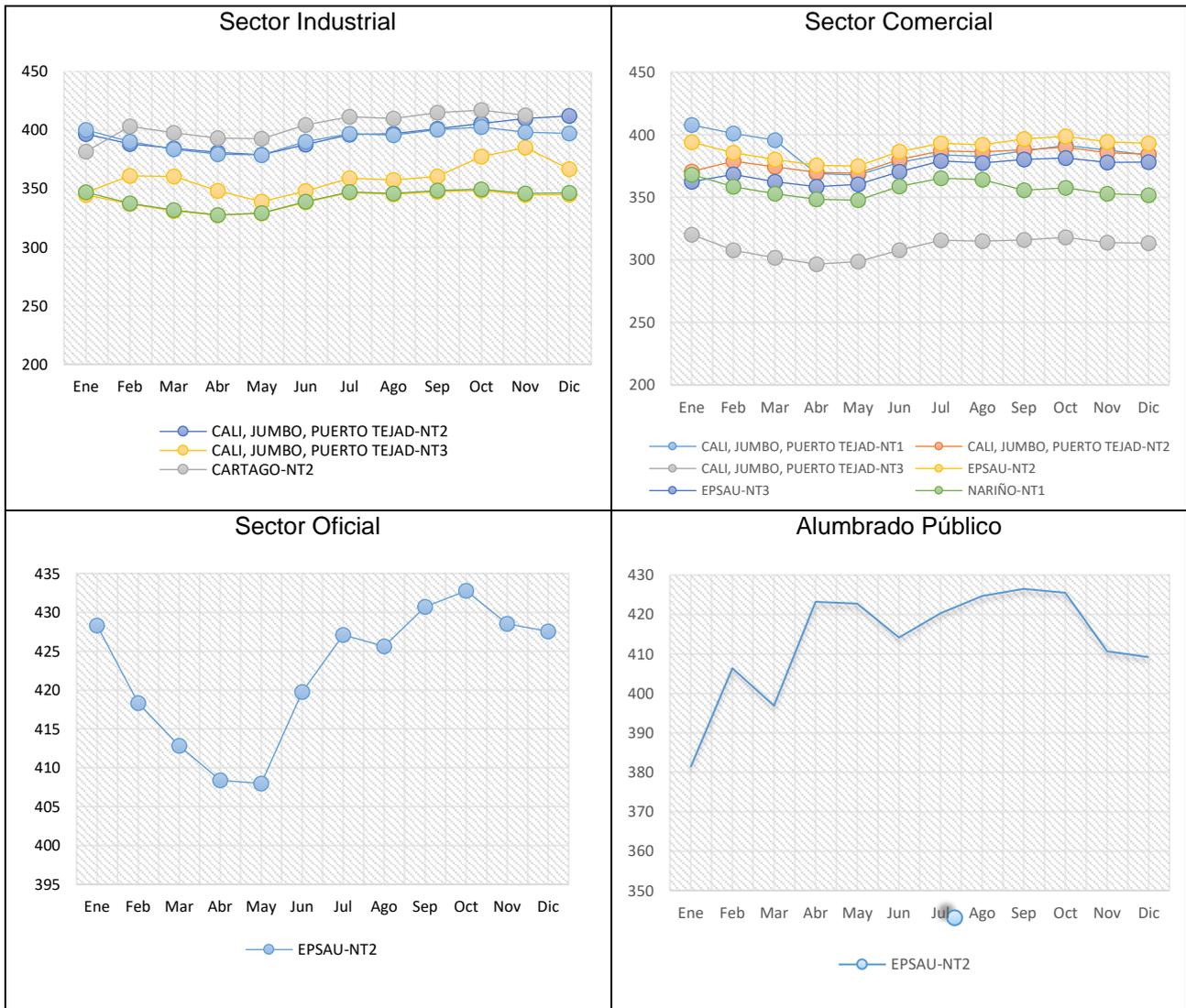


Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

- **ADD OCCIDENTE**

En el ADD OCCIDENTE, la empresa Dicel atendió usuarios No Regulados en los mercados de CALI – JUMBO – PUERTO TEJADA, CARTAGO, CAUCA, EPSAU y NARIÑO.

Gráfica 17. Promedio CU - ADD OCCIDENTE Año 2019 por Sectores



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

Los usuarios atendidos en el mercado de CALI – JUMBO – PUERTO TEJADA, se encontraban en los Niveles de Tensión 1, 2 y 3. En el Nivel de Tensión de 1, el CU promedio comercial en el año 2019 fue de 386.26 \$/kWh, en el Nivel de Tensión 2 fue de 380.34 \$/kWh y en el Nivel de Tensión 3 fue de 310.36. \$/kWh.

Ahora bien, verificando los usuarios comerciales atendidos por la Dicel en el mercado EPSAU, se observó que estos estaban conectados en los Niveles de Tensión 2 y 3, con un CU promedio durante el año 2019 de 388.68 \$/kWh y 371.36 \$/kWh respectivamente.

Para los usuarios comerciales No Regulados atendidos por la empresa en el mercado de NARIÑO en el periodo evaluado, se encontró que estos estaban conectados en el Nivel de Tensión 1 y el CU promedio fue de 356.74 \$/kWh.

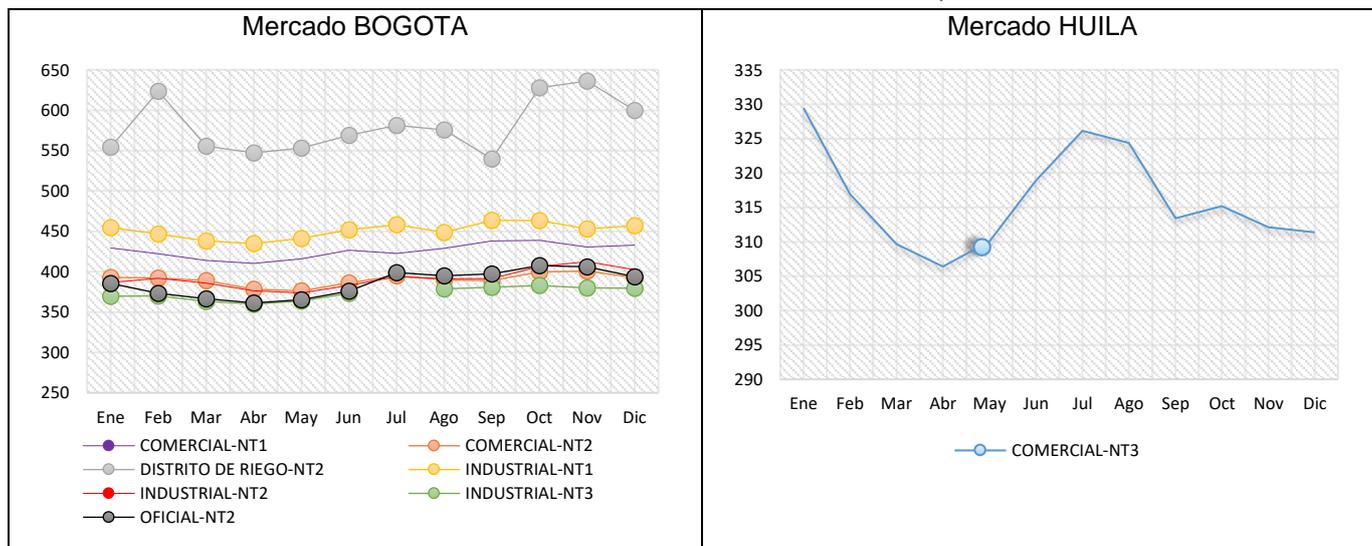
En el nivel de Tensión 2, se encontró que la empresa atendió usuarios Industriales en los mercados de CALI – JUMBO – PUERTO TEJADA, CARTAGO, y EPSAU, con una CU promedio de 394.86 \$/kWh, 403.46 \$/kWh y 392.74 \$/kWh respectivamente. Ahora bien, para el Nivel de Tensión 3 lo usuarios Industriales, estaban en los mercados CALI – JUMBO – PUERTO TEJADA, CAUCA, y EPSAU con un CU promedio durante el año 2019 de 359.09 \$/kWh, 340.40 \$/kWh y 341.25 \$/kWh.

Para el sector de Alumbrado Público, la empresa atendió únicamente usuarios en el mercado de EPSAU, conectados en el Nivel de Tensión 2, encontrando que el CU promedio para estos usuarios en el año 2019 fue de 413.44 \$/kWh; sin embargo, entre los meses de abril a octubre, el CU promedio de estos usuarios estuvo por encima del promedio del año.

- **ADD ORIENTE**

En el ADD ORIENTE, la empresa Dichel atendió usuarios No Regulados en los mercados de BOGOTA y HUILA

Gráfica 18. Promedio CU - ADD ORIENTE Año 2019 por mercado



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

La empresa Dichel atiende usuarios No Regulados en el mercado de BOGOTA en los sectores COMERCIAL, INDUSTRIAL, OFICIAL y DISTRITO DE RIEGO. Para el sector Comercial, estos usuarios se encuentran en el Nivel de Tensión 1 y 2, y presentaron un CU promedio durante el año 2019 de \$425.89 \$/kWh y \$390.24 \$/kWh respectivamente.

Los usuarios Industriales No Regulados atendidos por la empresa en el Mercado de BOGOTA, están en los Niveles de Tensión 1, 2 y 3. Para el Nivel de Tensión 1, durante el periodo evaluado el CU se mantuvo estable y su promedio anual fue de 451 \$/kWh. En el nivel de Tensión 2, el promedio anual del CU fue de 391,31 \$/kWh y únicamente se presentó un incremento significativo en el mes de noviembre, donde alcanzó un valor

de 412.42 \$/kWh. Adicionalmente, el Nivel de Tensión 3 el CU presentó un valor más bajo que los demás niveles de tensión, teniendo un promedio anual de 372,95 \$/kWh.

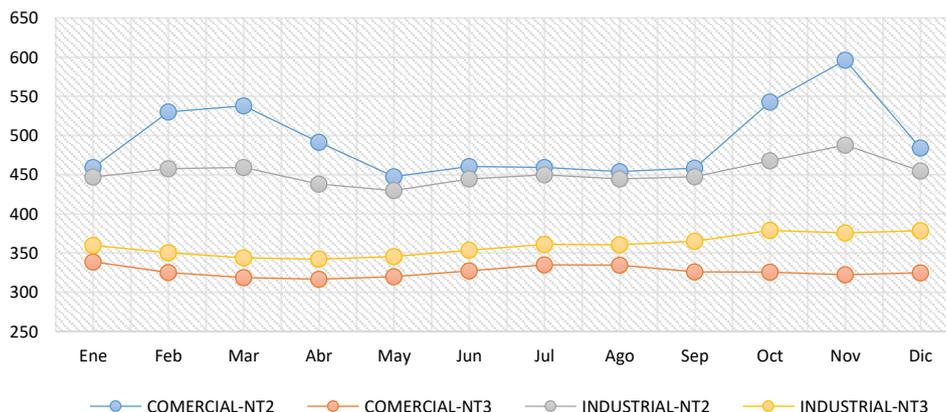
Para el sector Oficial, los usuarios No Regulados se encuentran en el Nivel de Tensión 2 tuvieron un CU promedio en el año 2019 de 385.55 \$/kWh. En la mayor parte del año, se evidenció que el CU estuvo por debajo del promedio anual. Ahora bien, los usuarios No Regulados atendidos en el Sector Distrito de Riego se encuentran conectados al Nivel de Tensión 2 y su CU promedio en el año 2019 fue de \$ 580.23 \$/kWh.

En el Mercado de HUILA, la empresa atiende usuarios No Regulados en el Nivel de Tensión 3, pertenecientes al sector comercial, estos usuarios durante el año 2019 presentaron variaciones significativas en la tarifa aproximadamente cada 4 meses, la tarifa fue promedio fue de \$ 316.17.

- **ADD SUR**

En el ADD SUR, la empresa Dicel durante el año 2019, atendió usuarios No Regulados en los mercados de META.

Gráfica 19 Promedio CU - ADD SUR Año 2019 – Mercado META



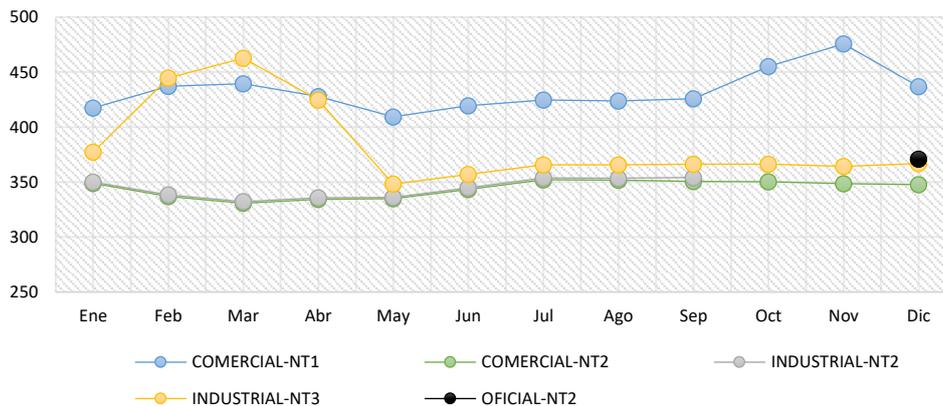
Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

De acuerdo con la información encontrada para el Mercado META, se puede evidenciar que, para el sector Comercial, estos usuarios No Regulados se encuentran en el Nivel de Tensión 2 y 3, y presentaron un CU promedio durante el año 2019 de 493.47 \$/kWh y 326.28 \$/kWh respectivamente. Adicionalmente, los usuarios Industriales No Regulados atendidos por la empresa en el Mercado de META, están en los Niveles de Tensión 2 y 3. En el nivel de Tensión 2, el promedio anual del CU fue de 452.43 \$/kWh y el promedio anual de 359.64 \$/kWh.

- **SIN ADD**

La empresa atiende usuarios No Regulados en el Mercado COSTA CARIBE, el cual no se encuentra asignado a un ADD específico.

Gráfica 20 Promedio CU - SIN ADD Año 2019 – Mercado COSTA CARIBE



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

En este mercado la empresa atendió usuarios No Regulados en el año 2019, en los sectores COMERCIAL, INDUSTRIAL y OFICINAL.

En el sector COMERCIAL, la empresa atendió usuarios en los Niveles de Tensión 1 y 2. Para en Nivel Tensión 1, se evidenció que el CU presentó un crecimiento significativo desde el mes de septiembre al mes noviembre; sin embargo, al mes de diciembre nuevamente se acercó al valor promedio del año que fue de 432.59 \$/kWh. Ahora bien, para el Nivel de Tensión 2, el CU promedio fue de 344.16 \$/kWh, y adicionalmente se observa que a lo largo del año el CU no presente variaciones significativas.

En el Sector INDUSTRIAL, los usuarios se encuentran en los Niveles de Tensión 2 y 3, para el Nivel de Tensión 2 se evidencia que el CU se mantuvo estable durante los meses comprendidos entre enero y septiembre, tiempo en el cual aparece información en el SUI, para este periodo el CU promedio fue de 344.26 \$/kWh. Para el Nivel de Tensión 3, se observa un incremento en el CU durante los tres primeros meses del año, desde abril a diciembre este se mantuvo estable con un promedio anual de 384.06 \$/kWh. Adicional a lo anterior, es necesario mencionar que para el mes de diciembre del 2019 se evidencia que la empresa Dixel inició a facturar usuarios en el sector OFICIAL en el Nivel de Tensión 2 y registrando un CU inicial de 370.91 \$/kWh.

7. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF presenta diferencias con los anteriores principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia - PCGA, en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2019, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año 2019.

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2019 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

Tabla 22 Indicadores de Gestión - Referentes 2019 CREG

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2019	Referente 2019 CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	14,30%	33,00%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	0,78	38,91	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	227,04	71,70	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	222,64	19,80	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,16	2,54	No cumple

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Tabla 23 Indicadores de Gestión - Referentes 2018 NIF

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2019	Referente 2019 NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	14,30%	26,07%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	0,78	38,91	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	227,04	83,23	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	222,64	42,59	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,16	2,52	No cumple

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Con relación a los resultados para la Prestadora Dicel, se evidencia que la compañía no cumple con ninguno de los 5 referentes establecidos por la comisión en la Resolución 034 de 2004, tanto en la medición efectuada taxativamente con la resolución como en la nueva medición bajo el nuevo marco normativo que la SSPD considera más adecuada.

7.1. Tópico AEGR

Con el fin de analizar el informe realizado por la empresa de Auditoría Externa de Gestión y Resultados - AEGR, J&J AUDITORES ASOCIADOS LTDA., para la vigencia 2019, respecto a la situación de DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P. DICEL S.A. E.S.P., a continuación, se presentan algunas conclusiones, que se consideran las más relevantes.

En concordancia con el Decreto 302 del 20 de febrero de 2015, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, realizó la revisión de cumplimiento de la normatividad

en mención, verificando la obligatoriedad por parte del Prestador de Servicios Públicos Domiciliarios -PSPD DICEL S.A. E.S.P, de cumplir con el nuevo marco normativo. Por lo anterior, se constata la información de clasificación del PSPD, respecto al Grupo NIF que le compete. Teniendo en cuenta lo evidenciado en el tópico de NIIF, en el formulario de información general, reportado por la compañía, a esta le aplica lo estipulado en la Resolución 414 de 2014, que es imputable a las empresas que se encuentran bajo el ámbito del Régimen de Contabilidad Pública, normatividad expedida por la Contaduría General de la Nación y no estarían obligadas a aplicar el Decreto 0302, puesto que al pertenecer al grupo 414 seguirá aplicando el marco normativo anterior (NAGAS) y será voluntaria la aplicación de las NAI.

De esta forma y en cumplimiento del art 51 de la ley 142/94, respecto a la presentación anual del informe de AEGR, la Resolución SSPD No. 20201000010485 del 07 de abril del 2020 *“Por la cual se establece un plazo para la presentación del informe de Auditoria Externa de Gestión y Resultados - AEGR a 31 de diciembre de 2019”*, y la aplicación de la Resolución SSPD No. 20061300012295 de 2006 y sus modificatorias; se concluye lo siguiente:

Se verifica que el AEGR efectuó y certificó el cargue del Informe en el SUI, es el registrado en RUPS por parte de la ESP, J&J AUDITORES ASOCIADOS LTDA., con contrato vigente desde el 02/05/2019 hasta el 02/05/2020 y que teniendo en cuenta los lineamientos de la normatividad asociada, presenta los 14 informes que a continuación se visualizan:

Tabla 24 Estado de cargue Aspectos generales de la empresa DICEL

Año	Periodicidad	Formato	Aplicación	Estado	Fecha de Certificación
2019	ANUAL	01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno	FORMULARIOS	Certificado	2020-06-25
2019	ANUAL	02. Encuesta Evaluación Sistema de Control Interno	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-13
2019	ANUAL	07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-13
2019	ANUAL	12. Concepto Gral Evaluación y Resultados	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-13
2019	ANUAL	17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-23
2019	ANUAL	19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-23
2019	ANUAL	20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-23
2019	ANUAL	21. Indicadores de Nivel de Riesgo	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-23
2019	ANUAL	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE PUNTOS ESPECÍFICOS PDF ENERGÍA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-06-25
2019	ANUAL	CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGÍA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-08-13
2019	ANUAL	MATRIZ DE RIESGO ENERGÍA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-08-12
2019	ANUAL	NOVEDADES PDF ENERGÍA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-06-25
2019	ANUAL	ORGANIGRAMA PDF ENERGÍA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-06-25
2019	ANUAL	VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGÍA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-06-27

Fuente: SUI

- **NOVEDADES Y ARQUITECTURA ORGANIZACIONAL:**

El AEGR informa, que DICEL S.A. E.S.P., realizó cambios de los miembros principales y suplentes de la junta directiva, así mismo se nombró un nuevo representante legal principal y suplente.

De otra parte, la empresa modifica la estructura organizacional, eliminando el cargo de Gerencia de Mercado Mayorista, eliminación del cargo de Coordinación de Facturación y traslado del cargo de la gerencia Zona Bogotá a la dependencia de la Gerencia Comercial.

A su vez, J&J AUDITORES ASOCIADOS LTDA menciona que *“En la vigencia 2019, se presentaron cambios estructurales en DICEL S.A. E.S.P, tales como el nombramiento del Gerente General y suplente, con lo cual se generó una reestructuración en el organigrama de la empresa y redistribución de funciones otras áreas, que le brindan a la gerencia el aval por parte de la junta directiva para tomar decisiones frente a la viabilidad de la empresa y mejora en la perspectiva Financiera como en los resultados de los dos últimos trimestres del 2019 evaluados en el Plan de Gestión y Resultados.”*

- **ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE PUNTOS ESPECÍFICOS:**

Según las aseveraciones del AEGR:

“(…) Los resultados analizados en el presente documento reflejan sostenibilidad financiera de la empresa y cumplimiento en el servicio prestado a los usuarios, quienes de acuerdo a la encuesta de satisfacción aplicada tienen en términos generales una percepción favorable de la empresa. No obstante lo anterior, la AEGR recomienda la gestión constante en la inclusión de estrategias que permitan adelantar procesos de sostenibilidad y generación de valor, permitiendo continuar no solo con la prestación eficiente del servicio sino también con la conservación de los intereses de los accionistas. (…)”

Así mismo, hace mención del cumplimiento del plan de gestión y resultados (PGR), como un factor relevante de coordinación que demarca la dirección estratégica de la empresa.

- **ENCUESTA DE CONTROL INTERNO:**

El AEGR, menciona que no se observan afectaciones en las metodologías y estrategias aplicadas para la identificación y valoración de riesgos, por lo que es una herramienta para la aplicación y funcionamiento de las políticas contables, financieras y administrativas.

- **VIABILIDAD FINANCIERA:**

El AEGR, informa que se identifican las proyecciones realizadas por el prestador y las estrategias orientadas a mejorar los resultados económicos especificando que: *“es necesario manifestar las dificultades de liquidez que presenta la empresa, la cual, no ha generado afectación a los usuarios pero si ha minorizado los resultados económicos de la misma, por lo que, la AEGR reitera la necesidad CAPITALIZACIÓN, situación que ya ha sido expuesta por la Gerencia de la empresa dada la necesidad de recursos que ayuden a DICEL S.A. E.S.P. a lograr su permanencia y crecimiento en el mercado.”*

Por otra parte el AEGR, identifico retraso en el pago de las contribuciones a CODENSA y EMCALI, situación reiterativa en otras vigencias, debido al difícil flujo de caja del prestador, por lo que la empresa para el cumplimiento en el pago de dichas contribuciones, ha realizado trámites para llegar a un acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía.

A 31 de diciembre de 2019 según lo informado por J&J AUDITORES ASOCIADOS LTDA, la compañía no se encuentra en causal de disolución e indica que:

“(…) No existe desviación material relacionada con hechos y no se presentan condiciones o eventos de riesgo que puedan generar dudas significativas sobre la capacidad de la empresa para continuar como su negocio en marcha. (…)”

- **CONTRATO AEGR:**

Respecto a la información reportada en el RUPS, actualizado el 2/11/2020, el contrato firmado con la firma J&J AUDITORES ASOCIADOS LTDA, la vigencia reportada es desde el 2/5/2019 hasta el 2/5/2020, por lo que se solicitó aclaración respecto a la vigencia del contrato con la firma de AEGR, a lo cual la empresa responde que se renueva anualmente mediante Acta de Asamblea y remite certificación por parte de Alexandra Figueroa Vélez, coordinadora Contable. Igualmente manifiesta que actualmente continúa prestando los servicios de auditoría externa de gestión y resultados a la Empresa DICEL S.A. E.S.P. desde el 1° de Mayo de 2012, y que desde el mes de mayo del año 2013 este contrato se ha ido renovando por autorización de la Asamblea General de Accionistas.

Por lo anterior, se solicitó la copia del contrato con el AEGR, con el objetivo de verificar el cumplimiento de la Resolución SSPD 20061300012295, una vez analizado el escrito de certificación remitido por la empresa, se solicita allegar las actas donde esté señalada la continuidad del Auditor Externo, correspondientes a los años posteriores al año 2015.

8. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

8.1. Información de Inscripción

La empresa Dicel realizó la inscripción en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No 200752020102216 del 22 de mayo del 2007, actualmente registra de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 27 de febrero de 1997
- Fecha de inicio de operaciones: 27 de febrero de 1997
- NIT: 815000896 -9
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 25 Registro actividades RUPS

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio
Energía - SIN	Comercialización	01/09/2011

Fuente: RUPS

De acuerdo con lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018; el prestador ha venido realizando la actualización año tras año.

8.2. Cargue de información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 588 reportes en estado certificado. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla 26 Porcentaje de cargue

ID	EMPRESA	AÑO	Certificado	Pendiente	Porcentaje de cargue
2020	DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	2019	588	2	99,7%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 04/11/2020.

8.3. Calidad de información

Evaluando la oportunidad del cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2019 se pudo constatar que Dichel presentó el 19% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes.

Tabla 27. Oportunidad en el cargue

Variable	FUERA DE TERMINO	CON OPORTUNIDAD
Cantidad reportes	478	112
Porcentaje %	81%	19%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 04/11/2020.

8.4. Solicitudes de Reversión Información Cargada al SUI

La empresa indica que para el año 2019 no solicitó reversión de información cargada al SUI de Subsidios y Contribuciones.

9. ACCIONES DE LA SSPD

A través del radicado 20192200351601 del 28 de mayo de 2019, se requirió a la empresa con el fin de actualizar el registro único de prestadores.

Adicional con el radicado 20192200528771 se solicitó ajustes de las tarifas usuarios no regulados como resultado de la validación tarifaria, la cual la empresa dio respuesta con el radicado 20195290768032.

Para la vigencia de esta evaluación la empresa tiene actualmente investigación abierta bajo el expediente 2018240350600006E.

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

10.1. Aspectos financieros y administrativos

- Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, el prestador evidencia un nivel de riesgo financiero alto (nivel de riesgo 3) para 2019, que al compararlo con resultados de la vigencia

2018, se evidencia un incremento de este, puesto que para esa vigencia era nivel de riesgo financiero medio bajo (nivel de riesgo 1).

- Los activos del prestador se encuentran concentrados en el corto plazo, representando de este modo el 76% del total del activo, siendo los otros activos no financieros, el rubro que presenta mayor porcentaje
- La prestadora presenta pagos pendientes desde el mes de junio de 2018, de contribuciones de solidaridad de Codensa y Emcali por aproximadamente \$22.369 millones, razón por la cual se encuentra trabajando en un acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía en aras de establecer convenios para el cumplimiento en el pago de estas.
- La cartera del servicio de Energía Eléctrica de la prestadora se encuentra compuesta en su mayor proporción, por la cartera de usuarios no regulados, representando un 20% del total de esta.
- El patrimonio del año 2019 tuvo una disminución del 19% con respecto a la vigencia anterior, disminución influenciada por el resultado del ejercicio, el cual generó una pérdida del ejercicio de \$3.947 millones.
- Hasta la fecha, se han elaborado 25 informes de seguimiento al flujo de caja diario, en los cuales, Dicel no había podido ser clasificado en modelo que establece el riesgo de liquidez, toda vez que no se contaba con la información del Formato 6 en lo que concierne al flujo de efectivo completo del mes de marzo y el cual fue proporcionado en la visita virtual de Evaluación Integral.
- El comportamiento del saldo final de la caja para cada uno de los meses, desde cuando se empezó a reportar el flujo de caja diario por parte de la prestadora, muestra que los meses con el mayor valor en su saldo de caja fueron los meses de mayo y agosto.
- Teniendo en cuenta que el pago de las contribuciones va muy ligado al flujo de caja de la empresa, se requiere que la empresa realice las gestiones requeridas con el Ministerio de Minas y Energía, para que los pagos sean oportunos.
- Es importante que la empresa adelante protección ambiental, teniendo en cuenta la normatividad vigente para el tema.
- La prestadora no cumple con ninguno de los 5 referentes establecidos por la comisión en la Resolución 034 de 2004.
- El AEGR J&J AUDITORES ASOCIADOS LTDA., efectuó el cargue y certificación del informe de auditoría externa según la normatividad asociada.
- El AEGR concluye que no existen riesgos que puedan generar dudas significativas sobre la capacidad de la empresa para continuar como su negocio en marcha.

10.2. Aspectos técnicos y operativos

- En observancia del RETIE, la empresa Dichel, avanza de manera positiva en la implementación de actividades de promoción y prevención de los riesgos de origen eléctrico a los que están expuestos sus trabajadores y las medidas de control frente a los riesgos. La implementación de un sistema gestión de la seguridad y la salud en el trabajo, integrando los requisitos del Decreto 1072 de 2015 y de la Resolución 5018 de 2019, son un claro ejemplo de ello, y se debe continuar avanzando proactivamente.

10.3. Aspectos comerciales

- A partir de los análisis de información tanto obtenida en la visita virtual, como de la remitida de manera posterior, se observa en términos generales el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Código de Medida por parte de DICEL
- La empresa opera según lo establecido en el régimen regulatorio de la prestación del servicio público de energía eléctrica y cuenta con un CGM con incorporación y desarrollo de alta tecnología, cobertura y capacidad.
- De acuerdo con las fallas reportadas en las fronteras, se sugiere mejorar el sistema de comunicaciones para minimizar inconvenientes con el no envío de lectura, sin embargo, cabe resaltar que la empresa ha venido trabajando en la implementación de mejoras tecnológicas para minimizar la repetición de estas situaciones.
- A la fecha se encuentra realizando validaciones en aras de subsanar las observaciones indicadas por el ministerio para el año 2019.
- Se consultó a la empresa si, realizó alguna solicitud de reversión de la información cargada al SUI de subsidios y contribuciones para el año 2019, respondiendo que no.
- Se recomienda a la empresa mantener contacto con sus proveedores a fin de mantener actualizados los certificados de conformidad de producto de los equipos de patio y medición con base a lo estipulado por el código de medida CRE – 038 de 2014
- De acuerdo a la diferencia de compras en bolsa y ventas en bolsa, la empresa reporta un nivel de exposición neto de 7.27%

Proyectó: Carlos Andrés Merlano Porras - Asesor DTGE
Gissell Lorena Castro Puentes - Profesional DTG
Rocío Hernández Ortiz - profesional especializado DTGE
Julio Bonilla Gutiérrez - Contratista DTGE
Tania Matabajoy Salas – Contratista DTGE
Cristian Restrepo Zapata – Contratista DTGE
Jorge Eduardo Cortes – Contratista DTGE

Revisó y Aprobó: Ángela María Sarmiento – Directora Técnica de Gestión de Energía