



# Informe de ejecución del plan de inversión CHEC Actividad de Distribución Energía Eléctrica

**chec**<sup>®</sup>  
Grupo·epm<sup>®</sup>

# Descripción del sistema operado





# Área geográfica atendida



CHEC presta sus servicios en las zonas urbanas y rurales de los departamentos de Caldas y Risaralda (sin incluir el municipio de Pereira), cubriendo una extensión de territorio aproximada de 11.326 km<sup>2</sup> del territorio nacional.

La infraestructura empleada para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el área de cobertura atendida por CHEC, está conformada por 63 subestaciones, 23.286 km de red, 2.721 MVA de capacidad de transformación instalada y 19.288 transformadores de distribución.





# Mercado de comercialización

Con corte a diciembre de 2019, el mercado de comercialización atendido por CHEC, estuvo conformado por un total de 500.137 clientes conectados a los sistemas de transmisión regional y distribución local.

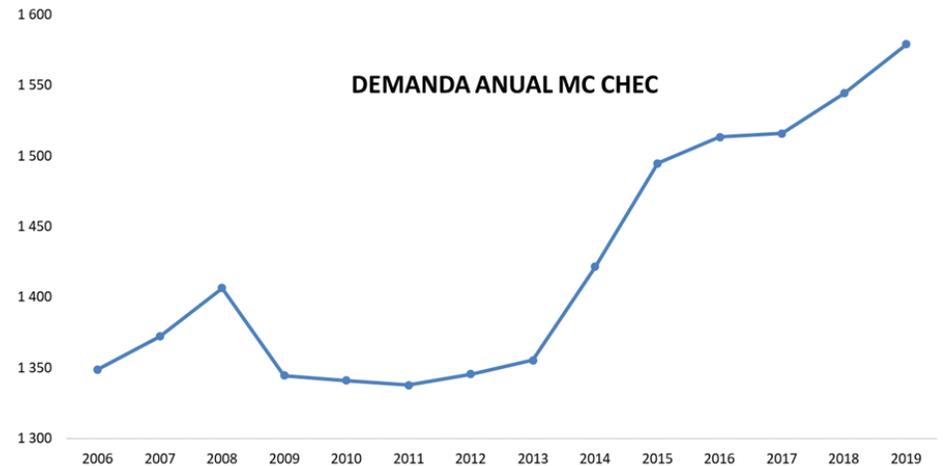
El 90,7% de los usuarios atendidos por el Operador de Red CHEC corresponden al sector residencial, mientras que el 9,3% restante, pertenecen al sector no residencial (oficial, comercial, empresarial, otros). Así mismo, la composición urbano y rural del mercado de comercialización, se representa en una relación porcentual 75,5/24,5 respectivamente.





# Demanda de energía y potencia

El máximo valor de potencia del año 2019 se presentó el 13 de septiembre en el periodo 20, con un valor de 253 MW. La comparación de la desagregación mensual los años 2018 y 2019, permite identificar un notable decrecimiento en el último trimestre del año 2019, sustentado en una temporada de invierno que se presentó en dicha época.



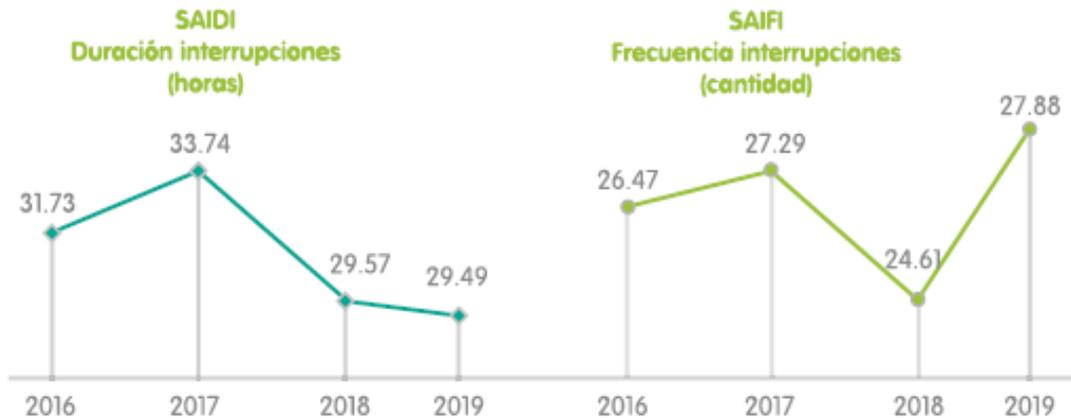
La demanda de energía del mercado de comercialización de CHEC fue de 1.578 GWh en el año 2019, presentando un incremento en totales de 2.30% respecto al registro del año 2018 (1.543 GWh).





# Calidad del servicio

El esquema regulatorio establece que la calidad media anual del Operador de Red, se mide a través de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos sucedidos en los Sistemas de Distribución Local y que el desempeño anual de la calidad media de cada OR se mide a partir de la comparación de los indicadores SAIDI y SAIFI, con respecto a la meta anual fijada para cada uno de estos indicadores, SAIDI\_M y SAIFI\_M.



Para el año 2019, CHEC no logró alcanzar las metas regulatorias establecidas para los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI; el Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI) finalizó en 29,488 horas y el Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI) finalizó en 27,881 veces.



# Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios





# Objetivos del plan de inversión

1. Atender el crecimiento de la demanda dando cumplimiento a los requerimientos técnicos y operativos que satisfacen la prestación segura y confiable del suministro.
2. Reemplazar activos que, por su estado, nivel de riesgo, obsolescencia y antigüedad, ponen en riesgo la prestación segura y confiable del suministro.
3. Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio, aportando al cumplimiento de las metas y atendiendo los requisitos de inversión del esquema de calidad del servicio.
4. Mejorar la gestión de pérdidas de energía, aportando al sostenimiento de los índices de pérdidas.



# Resumen del plan de inversión aprobado





# Plan de inversión

El plan de inversión del Operador de Red CHEC presentado a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, incluyó proyectos de inversión en activos de uso del sistema de distribución de energía eléctrica, incorporando requerimientos asociados a las necesidades de expansión, repotenciación y reposición de infraestructura, así como para el mejoramiento de la calidad del servicio, el mantenimiento de pérdidas de energía, la incorporación de nuevas tecnologías, la gestión de activos y la expansión de cobertura.

TIPO INVERSIÓN	2019	2020	2021	2022	2023
Expansión	14.915	3.878	1.450	1.565	747
Reposición	21.977	24.253	25.627	22.034	19.743
Calidad servicio	4.411	235	0	1	2.602
Mantenimiento pérdidas	483	215	184	153	123
Nuevas tecnologías	1.141	2.067	432	516	813
<b>Total</b>	<b>42.927</b>	<b>30.648</b>	<b>27.693</b>	<b>24.269</b>	<b>24.027</b>

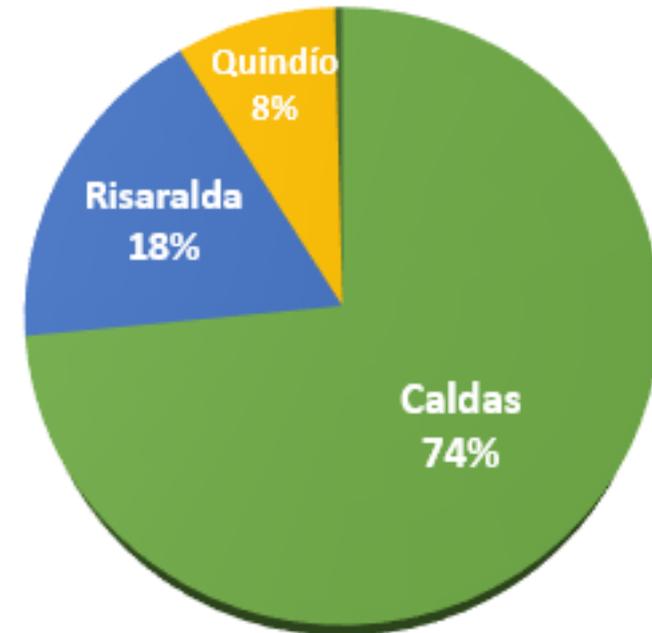
El valor total del plan de inversión aprobado por el regulador a CHEC para el periodo de 5 años comprendido entre 2019 y 2023 fue de \$149.564.134.214 .





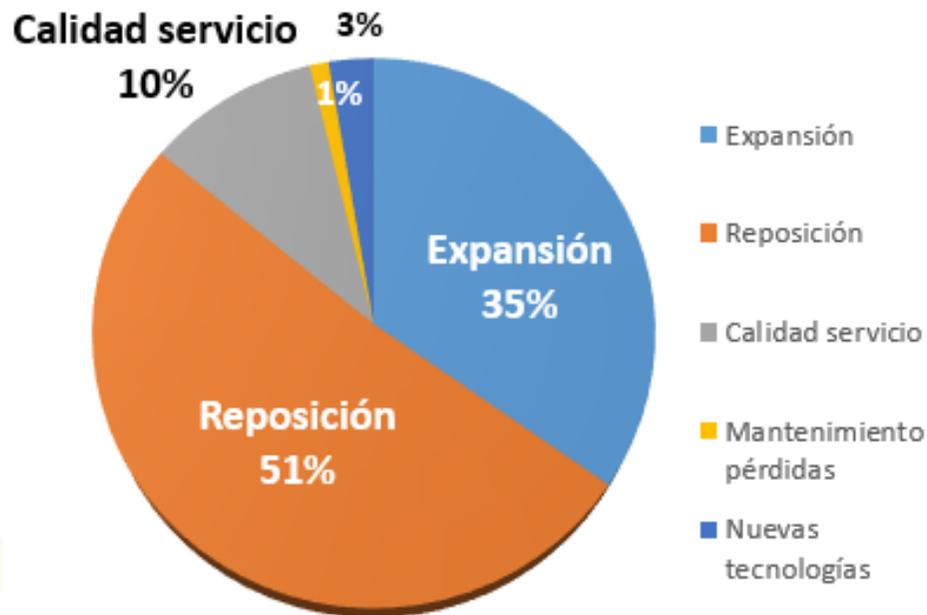
# Inversiones aprobadas por departamento

Pueden apreciarse los porcentajes de inversión del año 2019, para cada uno de los departamentos que conforman el área de cobertura geográfica atendida por el Operador de Red CHEC.





# Inversiones aprobadas por tipo de proyecto



Para el primer año del plan de inversión (2019), se observa que un 51% de la inversión aprobada corresponde a proyectos de reposición de activos, mientras que un 35% se asocia a la construcción de nueva infraestructura para la expansión del sistema.



# Avance en el cumplimiento de metas





# Nivel de ejecución del plan de inversiones

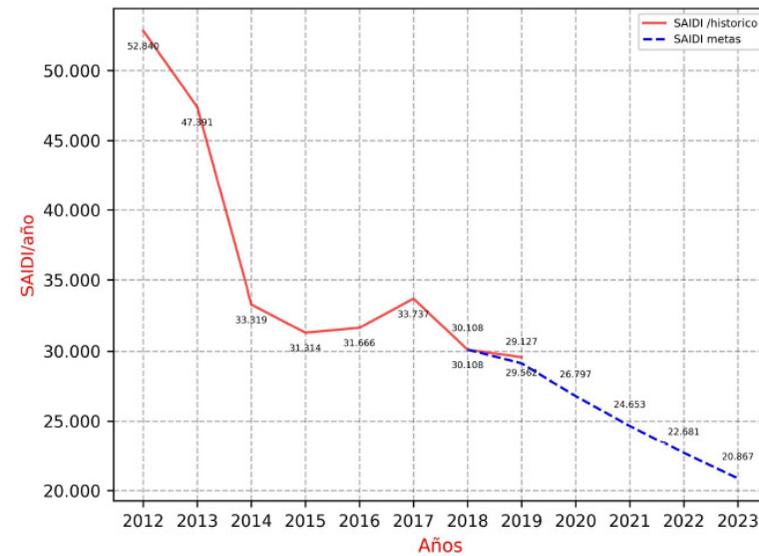
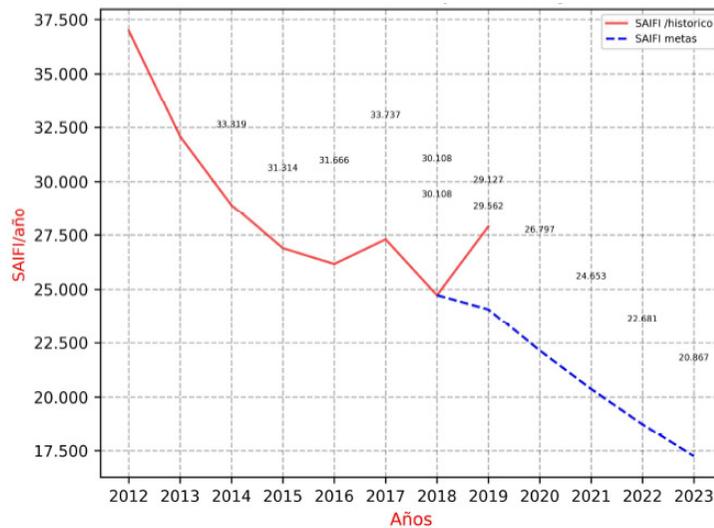
NIVEL TENSIÓN	2019 Aprobado	2019 Ejecutado	% Ejecución	% CRR
NT 4	16.136	24.327	151%	7,25%
NT 3	1.916	2.110	110%	0,82%
NT 2	10.683	14.271	134%	2,30%
NT 1	14.192	20.904	147%	7,20%
<b>Total</b>	<b>42.927</b>	<b>61.612</b>	<b>144%</b>	<b>4,10%</b>

El nivel de ejecución del plan de inversiones en infraestructura de distribución de energía eléctrica para el año 2019 fue del 144%. Tomando como referencia el valor total aprobado del plan de inversiones 2019-2023, se observa que el porcentaje de ejecución del plan quinquenal es del orden del 41%.





# Calidad del servicio



Para el año 2019, CHEC no logró alcanzar las metas regulatorias establecidas para los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI; el Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI) finalizó en 29,488 horas y el Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI) finalizó en 27,881 veces.





# Pérdidas de energía

CHEC obtuvo para el año 2019 una reducción acumulada de 16,99 GWh, obteniendo un indicador de pérdidas del Operador de Red de 7,51%, logrando sostener y ubicar el nivel de pérdidas en un valor inferior al reconocido por la regulación vigente (8,51%) y mejorando la meta establecida en un 1,08%.

De acuerdo con el marco conceptual y metodológico establecido en la resolución CREG 015 de 2018, CHEC ha logrado mantener el indicador de pérdidas del Operador de Red en niveles eficientes e inferiores a las definidas por la regulación, al ubicar las pérdidas de energía del nivel de tensión 1 en 7,09% frente a un 7,73% reconocido.



# Desviaciones del plan de inversión



Código de proyecto	Nombre del proyecto	Valor aprobado	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Ejecución total
NEG0378TYDLI	Expansión y repotenciación de redes de distribución CHEC	1.100	175	20.394	<b>20.569</b>
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red	14.159	430	7.691	<b>8.122</b>
NEG0383TYDLI	Proyecto para el mejoramiento de la calidad del servicio en CHEC	4.411	3.334	833	<b>4.167</b>
NEG0756TYDTO	Red Integrada de Telecomunicaciones CHEC (Fase 2)	973		6.398	<b>6.398</b>
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	1.007	654	1.378	<b>2.032</b>
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	3.116	913	47	<b>960</b>
NEG9997TYDLI	Compra de activos de bien futuro CHEC	516	29	100	<b>129</b>
PEI0152TYDCE	Tercer autotransformador trifásico 230/115/13.8 kV de 90 MVA en subestación Esmeralda	9.679	10.100	156	<b>10.256</b>
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - CHEC	4.178	674	1.222	<b>1.896</b>
PEI1000TYDCE	Transformador 230/115 kV de 150 MVA en la Subestación Armenia	3.620	2.122	4.962	<b>7.083</b>
Pga 2019	Plan de gestión de activos	168	0	0	<b>0</b>
<b>Total</b>		<b>42.927</b>	<b>18.431</b>	<b>43.181</b>	<b>61.612</b>





# Principales causas de las desviaciones

En la dinámica operativa de la ejecución de las inversiones, surgen situaciones que derivan la modificación de las unidades constructivas a instalar en el sistema, teniendo en cuenta la incertidumbre que introduce la planeación de corto plazo que evidencia la dinámica propia de la actividad de distribución de energía eléctrica, además de las novedades resultantes de los replanteos y diseños detallados de los proyectos.

Las principales modificaciones están asociadas con: reubicación o adelanto de los equipos a instalar para el cumplimiento de los objetivos previstos, instalación de equipos con especificaciones técnicas más apropiadas a la necesidad del sistema, actualización de la criticidad de los activos, cambios en las necesidades de expansión de la red o la compra de bien futuro de acuerdo con las solicitudes de conexión de clientes, fallas de los equipos o aumento imprevisto de la demanda. También se viene realizando la actualización de las hojas de vida de los activos y equipos de la red, lo que propició el ajuste de la priorización de instalación de equipos, especialmente por obsolescencia tecnológica.

Otra razón por la que se encuentran desviaciones en la ejecución de los proyectos, está asociada a la forma de reporte de la información. En el momento de presentar el plan de inversión para su aprobación, se asumieron criterios a juicio de experto para la asignación de fracciones de costos que posteriormente presentaron variaciones considerables frente a los valores desagregados dispuestos por la CREG.



¡Muchas gracias!

