

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 101 – 2015

ELECTRICARIBE UNA CRISIS QUE REQUIERE FORTALECIMIENTO URGENTE EN DISTRIBUCION

Preparado por:

**Argemiro Aguilar Díaz
Pablo Roda
Gabriel Sánchez Sierra**

Bogotá, Julio 16 de 2015

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ELECTRICARIBE UNA CRISIS QUE REQUIERE FORTALECIMIENTO URGENTE EN DISTRIBUCIÓN	2
2.1	EXPANSIÓN DEL STN EN EL ÁREA CARIBE	2
2.2	EXPANSIÓN DEL STR EN EL ÁREA CARIBE	3
2.2.1	<i>Atlántico.....</i>	<i>4</i>
2.2.2	<i>Bolívar</i>	<i>5</i>
2.2.3	<i>Córdoba – Sucre</i>	<i>6</i>
2.2.4	<i>Guajira - Cesar – Magdalena.....</i>	<i>6</i>
2.3	SDL DEL ÁREA CARIBE	7
2.3.1	<i>Situación Actual.....</i>	<i>7</i>
2.3.2	<i>Calidad del Servicio.....</i>	<i>7</i>
2.4	EXPANSIÓN DEL SDL DEL ÁREA CARIBE	8
2.4.1	<i>Plan de Expansión del SDL Atlántico.....</i>	<i>8</i>
2.4.2	<i>Plan de Expansión del SDL Bolívar</i>	<i>9</i>
2.4.3	<i>Plan de Expansión del SDL Magdalena</i>	<i>10</i>
2.4.4	<i>Plan de Expansión del SDL Cesar.....</i>	<i>11</i>
2.4.5	<i>Plan de Expansión del SDL Guajira.....</i>	<i>11</i>
2.4.6	<i>Plan de Expansión del SDL Córdoba</i>	<i>12</i>
2.4.7	<i>Plan de Expansión del SDL Sucre</i>	<i>12</i>
2.5	PLAN DE FORTALECIMIENTO DEL SDL.....	13
2.6	REFLEXIONES	14

Resumen Ejecutivo

El presente análisis se focaliza en los aspectos operacionales relacionados con el Mercado de Energía Mayorista, específicamente con lo atinente a los sistemas de Transmisión Nacional y Regional y efectúa recomendaciones específicas para el mejoramiento de la operación y la confiabilidad del Sistema de Distribución Local – SDL del área Caribe.

Existen atrasos en la expansión del STN que si bien no son responsabilidad de Electricaribe, afectan la operatividad y confiabilidad del área. Por otra parte los problemas existentes en la infraestructura de los sistemas regionales de transmisión STR, también incrementan seriamente la incertidumbre en la operación del área. Muchos de estos problemas a pesar de haber sido identificados hace varios años persisten y cada vez hacen más crítica la operación de la red, debido a que no se han realizado todas las expansiones requeridas en forma oportuna.

En la mayoría de zonas operativas de Electricaribe, la cargabilidad de un buen número de transformadores y/o circuitos de transmisión es cercana al 100% bajo condiciones normales de operación, lo cual además impide efectuar los mantenimientos requeridos. Esta situación se ha complicado debido a que recientemente Electricaribe, aduciendo dificultades de flujo de caja, renunció a llevar a cabo la ejecución de su plan de expansión y solicitó a la UPME iniciar procesos de convocatoria con terceros.

Desde el año 2010 las condiciones de prestación del servicio eléctrico de Electricaribe se han venido degradando, lo cual básicamente ha estado acompañado de un incremento de la demanda superior a los porcentajes de crecimiento que ocurren en otras regiones del país, conllevando mayores requerimientos de expansión de la red, mantenimiento e inversiones, además de la necesidad de incrementar los subsidios aportados por el gobierno nacional, ya que el mayor crecimiento de la demanda y del número de usuarios se presenta principalmente en el estrato 1 subsidiado.

Otros problemas que afectan la situación tienen que ver con las pérdidas de energía resultantes del mal estado de las redes en algunos municipios y barrios y de la práctica de defraudación de energía por parte de algunos usuarios.

En la situación financiera repercuten la cartera creciente, debido a la morosidad en el pago del servicio de algunas entidades públicas y el desincentivo al pago por parte de los usuarios debido a fallas en la continuidad del servicio, además de las demoras que se presentan en el pago de los subsidios por parte del gobierno.

El indicador de Frecuencia de la Interrupción Promedio por Cliente fue 7 veces superior al de Codensa y en general las cifras de los indicadores de calidad de servicio permiten afirmar que en Electricaribe existe un amplio espacio para mejorar sustancialmente dicha calidad, fortaleciendo el sistema de distribución eléctrico y en especial dando mayor firmeza al sistema de transformación eléctrica.

Si bien las acciones contenidas en el plan de inversiones, en cuanto al STN y el STR son necesarias, en concepto del CSMEM, el plan de expansión del SDL es prioritario para lograr la confiabilidad que requiere la red. Esto lleva a tomar conciencia de la imperante necesidad de efectuar un estricto seguimiento y acompañamiento del cumplimiento de la realización de la expansión del SDL del área Caribe, específicamente con temas tales como la definición de cronogramas detallados de ejecución de obras y auditorías que permitan asegurar el logro de los objetivos planteados.

Por otra parte, con el fin de resolver la condición de emergencia operativa existente, es crítico estructurar un “plan de fortalecimiento” en las redes del Sistema de Distribución Local – SDL, que podría contener correctivos de bajo costo y corto periodo de implementación.

Buena parte del programa de inversión y mejoramiento del servicio de energía en el Área Caribe, planteado por el gobierno, es dependiente de la inversión que realicen los terceros que van a participar en las convocatorias de la expansión de los sistemas STN y STR del área (\$3 billones de pesos).

Más allá de la problemática política, social y financiera que existe en el área Caribe, la solución concreta a los problemas existentes debe enfocarse en el corto plazo, en fortalecer las redes eléctricas existentes en los 7 departamentos del área. Sin redes eléctricas adecuadas es imposible efectuar el suministro de la demanda.

1 Introducción

El presente informe presenta un análisis de los aspectos operacionales relacionados con el Mercado de Energía Mayorista, específicamente con lo atinente a los sistemas de Transmisión Nacional y Regional y efectúa recomendaciones específicas para el mejoramiento de la operación y la confiabilidad del Sistema de Distribución Local – SDL del área Caribe.

Para resolver la condición de emergencia operativa existente, se plantea la necesidad de estructurar un “plan de fortalecimiento” de las redes del Sistema de Distribución Local – SDL, que podría contener correctivos de bajo costo y corto periodo de implementación.

El CSMEM considera que más allá de la problemática política, social y financiera que existe en el área Caribe, la solución concreta a los problemas existentes debe enfocarse en el corto plazo, en fortalecer las redes eléctricas existentes en los 7 departamentos el área.

2 Electricaribe una Crisis que Requiere Fortalecimiento Urgente en Distribución

El grupo Electricaribe a diciembre de 2014 atendía 2.442.758 usuarios que representan 12.000.000 de habitantes y desarrolla su actividad en un área donde el 27% de la población tiene sus necesidades básicas insatisfechas y el índice de pobreza es del 37%; la región Caribe concentra el 80% de los barrios subnormales del país y comprende 4 zonas operativas: Atlántico, Bolívar, Córdoba y Sucre - CS, Magdalena, Cesar y Guajira – MCG.

El grupo Electricaribe presta el servicio de distribución y comercialización de energía a través de 3 empresas: Electricaribe atiende el mercado regulado y no regulado (comercialización de alumbrado público); el servicio de comercialización a los barrios subnormales es prestado por Energía Social y al sector no regulado por Energía Empresarial. Recientemente se efectuó la unificación del mercado de usuarios de Electricaribe y Energía Social, acabando con una anomalía donde los barrios de escasos recursos en algunos casos tenían cargos de comercialización más altos que en los estratos altos¹.

El CSMEM focaliza el presente análisis en base a los aspectos operacionales relacionados con el Mercado de Energía Mayorista, específicamente con lo atinente al a los sistemas de Transmisión Nacional y Regional y efectúa recomendaciones específicas para el mejoramiento de la operación y la confiabilidad del Sistema de Distribución Local – SDL del área Caribe.

2.1 Expansión del STN en el Área Caribe

Los planes de expansión de la UPME definen una serie de proyectos cruciales para la operación y la confiabilidad del SIN; si bien la expansión del STN no es responsabilidad de Electricaribe, los atrasos que se presentan en la expansión del STN del área Caribe, afectan la operatividad y confiabilidad del área, además requieren proyectos adicionales para mitigar los efectos de los atrasos que se traducen en mayores tarifas para los usuarios, ocasionadas por las restricciones y generaciones de seguridad que ellos causan y los sobrecostos de las obras y los proyectos para aliviar sus retrasos².

¹ Resolución CREG 036 de 2015

² Informe No 79 del CSMEM, “Falencias de la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional”, Mayo 20 de 2013.

En Atlántico la subestación Caracolí 220 kV definida en el plan de expansión 2012-2025 fue programada para entrar en operación en el 2015; sin embargo, su entrada ha sido reprogramada para el 2016. Actualmente se presentan problemas de atrapamiento de generación en Atlántico, que serían solucionados parcialmente con la entrada en operación de éste proyecto, siendo necesario programar generación de seguridad a nivel de 110kV, para cubrir las restricciones en transformación.

Con la entrada del proyecto Caracolí sería posible disminuir de 80% a 21%, los despachos de Flores 1 y 4 que comprometen la seguridad de la zona Atlántico ante contingencias en la red de 115 kV. Adicionalmente un 27% de los despachos de Flores 1 y 4 no requerirían generación de seguridad en Tebsa o Barranquilla.

El atraso del proyecto Caracolí además de implicar problemas operativos y de desoptimización económica, ante contingencias sencillas en transformación 220/110 kV en Atlántico, podría generar el colapso total de la zona al no contar con la suficiente generación a nivel 110 kV para cubrir esta restricción.

Otros proyectos del STN que tienen un impacto importante en el suministro de la demanda y la confiabilidad del sistema son:

- En Bolívar, el transformador 220/66 kV de la subestación el Bosque, genera demanda no atendida en estado normal de operación. Su solución requiere de un segundo transformador que aún no tiene fecha de entrada definida.
- En la zona Córdoba-Sucre la línea Chinú – Montería – Urabá 220 kV programada para entrar en operación en el 2015, entrará en noviembre del 2016. Su atraso genera demanda no atendida en estado normal de operación.
- En la zona Guajira-Cesar-Magdalena en la subestación Cuestecitas se presenta desatención de la demanda en estado normal de operación, su solución requiere un tercer transformador 220/110 kV que está programado para entrar en noviembre de 2016.
- En la zona Guajira-Cesar-Magdalena ante contingencia del transformador Copey 500/220 kV, se requiere generación de seguridad; esto se soluciona con la entrada en operación del segundo transformador, el cual está programado para noviembre de 2015.

2.2 Expansión del STR en el Área Caribe

Los problemas existentes en la infraestructura de los sistemas regionales de transmisión también incrementan seriamente la incertidumbre en la operación del SIN. Muchos de estos problemas a pesar de haber sido identificados hace varios años por

XM y reportados en los informes del CSMEM No 82³, 79⁴, 77⁵, 74⁶, 62⁷, persisten y cada vez hacen más crítica la operación de la red, debido a que no se han realizado todas las expansiones requeridas en forma oportuna.

Los sistemas regionales son deficitarios para atender la demanda de energía adecuadamente, ocasionan incremento en la generación de seguridad y aumento del costo de las restricciones y del costo de la energía a los usuarios finales. Esta situación ha requerido de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema - ESPS, para minimizar el racionamiento de demanda en los STR.

En la mayoría de zonas operativas de Electricaribe, la cargabilidad de un buen número de transformadores y/o circuitos de transmisión es cercana al 100% bajo condiciones normales de operación, lo cual además impide efectuar los mantenimientos requeridos. Esta situación se ha complicado debido a que recientemente Electricaribe, aduciendo dificultades de flujo de caja, renunció a llevar a cabo la ejecución de su plan de expansión y solicitó a la UPME iniciar procesos de convocatoria con terceros.

Dado el agotamiento en transformación y de la red del Sistema de Transmisión Regional – STR, así como el no desarrollo de los proyectos por parte del Operador de Red – OR, en condiciones de red completa, para la demanda máxima esperada del año 2015 en el área Caribe, 26 contingencias sencillas pueden generar demanda no atendida y no será posible cubrirlas; el 57% de estas contingencias están localizadas en la zona Atlántico. Para satisfacer los criterios de confiabilidad en todas las zonas del área Caribe, es necesario gestionar demanda no atendida (racionamiento) desde el despacho programado⁸.

2.2.1 Atlántico

Debido al alto crecimiento de la demanda en la zona, la falta de expansión de la red de transporte y de la capacidad de transformación, se presenta una situación eléctrica crítica, que pone en riesgo la operación segura y confiable del sistema, aún en condiciones de disponibilidad total de la red.

³ Informe No 23 del CSMEM, “Incertidumbres del Sistema Interconectado Nacional”, Agosto 20 de 2013.

⁴ Op cit 1.

⁵ Informe No 77 del CSMEM, “Comportamiento del MEM en los últimos 4 años”, Marzo 18 de 2013.

⁶ Informe No 74 del CSMEM, “Confiabilidad del MEM – Generación - Transmisión”, Octubre 23 del 2012.

⁷ Informe No 62 del CSMEM, “La operación del sistema de transmisión regional al borde del colapso”, Septiembre 14 del 2011.

⁸ Informe del CND dirigido al Consejo Nacional de Operación CNO, Documento XM-CND-040, Julio 2 de 2015.

Para minimizar los impactos de contingencias N-1, ha sido necesario implementar Esquemas Suplementarios de Protección – ESPS en la zona, cuya operación conlleva Demanda No Atendida – DNA (racionamientos).

Se programan límites de transferencia entre elementos (cortes), con el objetivo de garantizar la seguridad y confiabilidad de la zona ante contingencias sencillas. La contingencia más crítica de la zona corresponde al circuito Termo-Flores – Las Flores 110 kV. Para mitigar esta situación se balancea la generación entre Tebsa y Termo-Flores.

Los niveles de cortocircuito de Tebsa y Termo-Flores 110 kV alcanzaron los valores de diseño de estas subestaciones, requiriendo medidas operativas para el control del corto circuito, como la operación desacoplada de Termo-Flores y la limitación del número máximo de unidades en línea. Esta situación aún no tiene definida una solución.

Frente a los problemas anteriores, la única obra de expansión con que se cuenta es el proyecto Caracolí 220 kV y sus obras asociadas, que solo entrará en operación en el año 2016.

2.2.2 Bolívar

En Bolívar se presenta agotamiento de la red de 66 kV y para minimizar los impactos de contingencias N-1, ha sido necesario implementar esquemas suplementarios ESPS en la zona, cuya actuación conlleva Demanda No Atendida (racionamientos). Para resolver esta situación, se ha definido el proyecto de la subestación La Marina 66 kV y sus obras asociadas, las cuales ya tienen concepto UPME. Sin embargo, es importante resaltar que estas obras entrarían en su totalidad en el año 2018 y las mismas se agotan en el corto plazo.

No existe generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de 66kV, por lo cual se tienen ESPS instalados para evitar el colapso de toda la demanda de Cartagena. La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66 kV a 110 kV en una porción de la zona. Sin embargo, ante las dificultades de ejecución de estas obras, se analizarán nuevas alternativas (como baterías) que permitan eliminar/mitigar estas restricciones.

La contingencia más crítica de la zona corresponde a la salida del transformador el Bosque 220/66 kV, la cual requiere programar generación de seguridad. Para mitigar

esta situación se requiere adicionar un segundo transformador, el cual aún no tiene definida su fecha de entrada.

2.2.3 Córdoba – Sucre

En la zona la contingencia más crítica corresponde a salida de la línea Chinú – Montería 110 kV; sus impactos y los de la contingencia en la transformación Chinú 500/110 kV, requieren mantener habilitados esquemas suplementarios ESPS, cuya actuación conlleva Demanda No Atendida (racionamientos). Para resolver esta situación, están definidos los proyectos de la línea Chinú – Montería – Urabá a 220 kV, que entrará en noviembre de 2016 y la subestación Nueva Montería 110 kV en noviembre de 2017.

2.2.4 Guajira - Cesar – Magdalena

En la zona se presenta agotamiento de la transformación 220/110 kV y de la red a 110 kV entre Fundación y Santa Marta. Los impactos de las contingencias N-1 en las líneas Fundación – Rio Córdoba 110 kV y Santa Marta - Gaira 110 kV requieren mantener habilitados esquemas suplementarios ESPS, cuya actuación conlleva Demanda No Atendida (racionamientos). Para resolver esta situación, está definido el proyecto Rio Córdoba 220/110 kV que entrará en noviembre de 2016.

La contingencia más crítica de la zona corresponde a la salida de transformación Cuestecitas 220/110 kV, la cual genera Demanda No Atendida (racionamientos). Para mitigar esta situación se requiere adicionar un tercer transformador 220/110 kV, el cual entrará en noviembre de 2016.

La contingencia N-1 en el transformador Valledupar 230/34.5 kV genera Demanda No Atendida (racionamientos) y para mitigar esta situación se requieren medidas operativas y expansión de la red. La UPME sacó a convocatoria la ampliación de la subestación Valledupar, así como la instalación del segundo transformador 220/110 kV, pues en las condiciones actuales existen dificultades para la instalación de bahías adicionales. No existe generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de 110/34.5 kV y no hay ESPS instalados, por lo que contingencias sencillas generan colapso de toda la demanda atendida por la transformación de Valledupar 220/110 o 220/34.5 kV.

Ocurren bajas tensiones ante contingencias N-1 en el transformador Copey 500/220 kV, lo cual conlleva programar generación de seguridad en la zona. Para mitigar esta

situación se requiere adicionar un segundo transformador, el cual entrará en operación en noviembre de 2015.

2.3 SDL del Área Caribe

2.3.1 Situación Actual

Desde el año 2010 las condiciones de prestación del servicio eléctrico de Electricaribe se han venido degradando, lo cual básicamente ha estado acompañado de un incremento de la demanda superior a los porcentajes de crecimiento que ocurren en otras regiones del país, conllevando mayores requerimientos de expansión de la red, mantenimiento e inversiones, además de la necesidad de incrementar los subsidios aportados por el gobierno nacional, ya que el mayor crecimiento de la demanda y del número de usuarios se presenta principalmente en el estrato 1 subsidiado.

Otros problemas que afectan la situación tienen que ver con las pérdidas de energía resultantes del mal estado de las redes en algunos municipios y barrios y de la práctica de defraudación de energía por parte de algunos usuarios.

En la situación financiera repercuten la cartera creciente, debido a la morosidad en el pago del servicio de algunas entidades públicas y el desincentivo al pago por parte de los usuarios debido a fallas en la continuidad del servicio, además de las demoras que se presentan en el pago de los subsidios por parte del gobierno. En cifras a junio de 2015, los usuarios le adeudan a Electricaribe más de \$1,5 billones de pesos, siendo la deuda de las entidades estatales \$115.000 millones y la del comercio y la industria más de \$95.000 millones.

2.3.2 Calidad del Servicio

- Indicador SAIDI

El indicador de Duración de Interrupción Promedio por Cliente, es uno de índices que utiliza Electricaribe para evaluar la calidad del servicio.

En el año 2013 el SAIDI de Electricaribe fue de 74.6 horas, mientras que para Codensa fue de 11.3 horas y para EPM fue 16,0 horas. En el 2014 el SAIDI de Electricaribe aumentó a 83,5 horas, con una variación sectorial que oscila entre 57, 5 horas en Atlántico Norte y 168,7 horas en Bolívar Sur.

- Indicador SAIFI

El indicador de Frecuencia de la Interrupción Promedio por Cliente, en el año 2013 alcanzó 75,1 interrupciones en Electricaribe, mientras que para Codensa fue 10,6 y para EPM 8,2.

- Indicador DTT

El indicador de Duración Trimestral de Interrupciones de Transformador presenta las siguientes características promedio en el periodo comprendido entre enero del 2012 y junio de 2014⁹:

- El 3,87% del total de transformadores no presentaron interrupciones.
- El 83,84% de los transformadores presentaron interrupciones entre 1 y 100 horas trimestralmente.
- El 12,27% del total de transformadores presentaron interrupciones mayores de 100 horas y menores de 500 horas trimestralmente.

Sin entrar en profundidad a analizar la calidad del servicio, las cifras anteriores permiten afirmar que en Electricaribe existe un amplio espacio para mejorar sustancialmente dicha calidad, fortaleciendo el sistema de distribución eléctrico y en especial dando mayor firmeza al sistema de transformación eléctrica.

2.4 Expansión del SDL del Área Caribe

A continuación se describen los proyectos de la red del Sistema de Distribución Local – SDL, del plan de inversión 2015-2019 presentado por Electricaribe¹⁰.

2.4.1 Plan de Expansión del SDL Atlántico

Año 2015

- Repotenciación Parque 13.8 kV SE Pta de Oro
- Ampliación Transformación SE Cordialidad 110/13.8 kV (30 MVA)
- Dos nuevos circuitos de 13.8 kV
- Reconducción de cinco circuitos de 13.8 kV

Año 2016

- Modernización de la Subestación 20 de Julio

⁹ Con base en información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios reportada al SUI.

¹⁰ Electricaribe, “Plan de Inversión 2015-2019”. Junio 25 de 2015

- Seis Nuevos circuitos de 13.8 kV
- Cuatro Nuevos circuitos de 13.8 kV SE Juan Mina

Año 2017

- Ampliación de Transformación SE Cordialidad
- Ampliación de Transformación SE Sabanagrande
- Modernización subestación Unión
- Cuatro Nuevos circuitos de 13.8 kV
- Doce Nuevos circuitos de 13.8 kV SE Estadio

Año 2018

- SE Caracolí, Magdalena y Norte
- Cinco Nuevos circuitos de 13.8 kV
- Doce Nuevos circuitos de 13.8 kV SE Norte
- Siete Nuevos circuitos de 13.8 kV SE Caracolí

Año 2019

- Repotenciación del anillo de 34,5 kV
- Línea Baranoa - Santa Verónica
- 2a Línea Las Flores - Puerta de Oro
- 2a Línea Malambo - Sabanagrande
- Cinco Nuevos circuitos de 13.8 kV

2.4.2 Plan de Expansión del SDL Bolívar

Año 2015

- Reemplazo Transformador Mompox.
- Tres nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuación sobre un circuito de 13,8 kV existente

Año 2016

- Ampliación Transformación Barranco de Loba
- Conexión a Terciarios Transformadores de Ternera.
- 9 nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre 18 circuitos de 13.8 kV existentes.

Año 2017

- Ampliación Transformación San Jacinto.
- Reemplazo transformadores Bosque 01 y Bosque 02 por 30 MVA.
- Ampliación Transformación Calamar.
- Ampliación Transformación Maria la Baja.
- Repotenciación barraje 13.8 kV Chambacú.
- Ampliación Transformación Río Viejo.

- Ampliación Transformación Santa Rosa del Sur.
- Ampliación Transformación Nueva Cospique.
- 11 nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre 5 circuitos de 13.8 kV existentes.

Año 2018

- Reubicación y Ampliación parque Subestación Cospique.
- Ampliación de transformación San Martin de Loba.
- 17 nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre 5 circuitos de 13.8 kV existentes

Año 2019

- 13 nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre 5 circuitos de 13.8 kV existentes

2.4.3 Plan de Expansión del SDL Magdalena

Año 2015

- Actuaciones sobre dos circuitos de 13.8 kV existentes.
- Un nuevo circuito de 13,8 kV
- Instalación de transformador de potencia de 60 MVA en la subestación Ciénaga

Año 2016

- Un nuevo circuito de 13.8 kV
- Actuaciones sobre ocho circuitos de 13.8 kV existentes.

Año 2017

- Repotenciación Subestación Bonda. Dos nuevos circuitos Subestación Bonda
- Ampliación Subestación Pueblo Nuevo.
- Ampliación Subestación Ciénaga. Tres nuevos circuitos Subestación Ciénaga.
- Ampliación Subestación Nueva Granada
- Ampliación Subestación Gaira.
- Ampliación Subestación Pivijay
- Actuaciones sobre dos circuitos de 13.8 kV existentes

Año 2018

- 2a Línea Zambrano – Plato – Real del Obispo
- 2a Línea Fundación – Aracataca – Guacamayal
- Dos nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre tres circuitos de 13.8 kV existentes.

Año 2019

- Cuatro nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre cuatro circuitos de 13.8 kV existentes.

2.4.4 Plan de Expansión del SDL Cesar

Año 2015

- Un nuevo circuito de 13,8 kV
- Actuaciones sobre dos circuitos de 13.8 kV existentes.

Año 2016

- Cuatro nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre trece circuitos de 13.8 kV existentes.
- 2° Línea Copey – Bosconia 34.5 kV.
- Normalización conexión subestación Becerril.

Año 2017

- Cuatro nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre cuatro circuitos de 13.8 kV existentes.
- Nueva subestación La Loma 110/34.5/13.8 kV
- Ampliación subestación Tamalameque.
- Ampliación subestación La Paz
- Ampliación subestación La Jagua.

Año 2018

- Cuatro nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre tres circuitos de 13.8 kV existentes.

Año 2019

- Seis nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre tres circuitos de 13.8 kV existentes.
- Ampliación subestación Curumaní.
- Ampliación subestación Ariguaní

2.4.5 Plan de Expansión del SDL Guajira

Año 2015

- Actuación sobre un circuito de 13.8 kV existente.
- Actuación sobre una línea a 34,5 Kv
- Instalación de transformador de potencia de 60 MVA en la subestación Riohacha

Año 2016

- Actuaciones sobre seis circuitos de 13.8 kV existentes.
- Ampliación subestación Maicao

Año 2017

- Tres nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre dos circuitos de 13.8 kV existentes.

- Ampliación subestación Camarones.
- Ampliación subestación Barrancas.
- Ampliación subestación Hato Nuevo.
- Ampliación subestación Riohacha.

Año 2018

- Cuatro nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre dos circuitos de 13.8 kV existentes.

Año 2019

- Tres nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuación sobre un circuito de 13.8 kV existentes.

2.4.6 Plan de Expansión del SDL Córdoba

Año 2015

- Actuaciones sobre 6 circuitos de 13.8 kV existentes.
- Compensación Capacitiva Lorica 3 MVar – 34.5 kV.

Año 2016

- 5 nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre 11 circuitos de 13.8 kV existentes

Año 2017

- Ampliación Transformación Ciénaga de Oro.
- Ampliación Transformación Montelíbano.
- Ampliación Subestación San Bernardo del Viento.
- 10 nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre 6 circuitos de 13.8 kV existentes

Año 2018

- 3 nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre 2 circuitos de 13.8 kV existentes

Año 2019

- 2 nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuaciones sobre 2 circuitos de 13.8 kV existentes

2.4.7 Plan de Expansión del SDL Sucre

Año 2015

- Actuaciones sobre 4 circuitos de 13.8 kV existentes

Año 2016

- Actuación sobre 1 circuito de 13.8 kV existente

Año 2017

- Ampliación Transformación Corozal.
- Ampliación Transformación Sucre.
- 1 nuevo circuito de 13.8 kV
- Actuaciones sobre 2 circuitos de 13.8 kV existentes

Año 2018

- Segundo Transformador SE Boston 60 MVA.
- Actuación sobre 1 circuito de 13.8 kV existente

Año 2019

- 2 nuevos circuitos de 13.8 kV
- Actuación sobre 1 circuito de 13.8 kV existente

2.5 Plan de Fortalecimiento del SDL

El plan de inversiones de Electricaribe, articulado con los objetivos del Gobierno Nacional, busca alcanzar una cobertura del 100% en el área Caribe; la inversión proyectada alcanza los \$4.2 billones de pesos en 5 años y comprende¹¹:

- Inversión de Electricaribe \$1.11 billones de pesos
- Convocatorias STN/ STR \$2.79 billones de pesos
- Recursos PRONE \$191.000 millones de pesos
- Recursos FAER \$135.000 millones de pesos

La inversión de Electricaribe incluye los siguientes aspectos: expansión de la red del SDL, un plan de atención al cliente, un programa de responsabilidad social y un plan de acción de corto plazo, en los 7 departamentos del área.

Si bien las acciones contenidas en el plan de inversiones, en cuanto al STN y el STR son necesarias, en concepto del CSMEM, el plan de expansión del SDL es fundamental para lograr la confiabilidad que requiere la red. Nada se lograría asegurando la expansión de los sistemas STN y STR, si igual cosa no ocurre en el SDL. Esto lleva a tomar conciencia de la imperante necesidad de efectuar un estricto seguimiento y acompañamiento del cumplimiento de la realización de la expansión del SDL del área Caribe, específicamente con temas tales como la definición de cronogramas detallados de ejecución de obras y auditorías que permitan asegurar el logro de los objetivos planteados.

Por otra parte, con el fin de resolver la condición de emergencia operativa existente, mejorar la calidad del servicio y la confiabilidad del abastecimiento de electricidad en el

¹¹ Op Cit 10

área Caribe, es crítico estructurar un “plan de fortalecimiento” en las redes del Sistema de Distribución Local – SDL; sin embargo, es importante estructurar dicho plan, como un programa institucional que permita aliviar los problemas existentes en el menor plazo posible.

El “plan de fortalecimiento” del SDL además de las acciones incluidas en el plan de Electricaribe, podría contener correctivos de bajo costo y corto periodo de implementación, tales como:

- Empoderamiento y liderazgo para ejecutar el plan de fortalecimiento.
- Definir un plan de acción por departamento que incluya los cronogramas detallados para la restauración operativa y para acelerar la finalización de los proyectos atrasados.
- Establecer auditorías exigentes que permitan asegurar la ejecución del plan de fortalecimiento dentro de los tiempos establecidos en los cronogramas.
- Repotenciar transformadores existentes, utilizando mecanismos de refrigeración, con el fin de aumentar sus características actuales de sobrecarga.
- Utilización de compensación de potencia reactiva mediante bancos de condensadores estáticos ubicados cerca de la carga en los SDL, lo cual libera capacidad de transporte de energía en las líneas de transmisión y sub-transmisión de mayor nivel de tensión, disminuye las pérdidas técnicas de energía activa y mejora los niveles de voltaje en la red de distribución.

La implementación del plan de fortalecimiento sugerido por el CSMEM requiere que la regulación permita, la recuperación de la inversión de la repotenciación de transformadores, vía tarifas. También, la repotenciación de transformación y la compensación reactiva mencionadas, además de su característica de implementación de corto tiempo y bajo costo, permiten la utilización al máximo de la red existente, posponiendo algunos de los proyectos de expansión y por tanto financian, sino del todo, una parte del plan de fortalecimiento.

2.6 Reflexiones

- Los problemas existentes en el SDL de Electricaribe cada vez hacen más crítica la operación de la red y en la mayoría de los departamentos que cubre la empresa, la cargabilidad de un buen número de transformadores y/o circuitos de distribución es cercana al 100% bajo condiciones normales de operación, lo cual impide efectuar los mantenimientos requeridos y compromete la confiabilidad del suministro de la demanda.

- Los indicadores de calidad del servicio en Electricaribe, son deficientes, lo cual permite afirmar que existe un amplio espacio para mejorar sustancialmente la calidad del servicio.
- Además de los problemas anteriormente mencionados, la situación operativa de Electricaribe se ha complicado debido a la reciente decisión de no llevar a cabo la ejecución del plan de expansión del STR.
- Buena parte del programa de inversión y mejoramiento del servicio de energía en el Área Caribe, planteado por el gobierno, es dependiente de la inversión que realicen los terceros que van a participar en las convocatorias de la expansión de los sistemas STN y STR del área (\$3 billones de pesos).
- Más allá de la problemática política, social y financiera que existe en el área Caribe, la solución concreta a los problemas debe enfocarse en el corto plazo a fortalecer las redes eléctricas existentes en los 7 departamentos el área. Sin redes eléctricas adecuadas es imposible efectuar el suministro de la demanda.
- Con el fin de resolver la condición de emergencia operativa existente, mejorar la calidad del servicio y la confiabilidad del abastecimiento de electricidad en el área Caribe, el CSMEM considera que es crítico estructurar un “plan de fortalecimiento” en las redes del Sistema de Distribución Local – SDL.
- La implementación del plan de fortalecimiento sugerido por el CSMEM se caracteriza por su implementación de corto tiempo y bajo costo; en ese sentido se recomienda que la SSPD, una vez definido de común acuerdo con Electricaribe el plan mencionado, efectúe un seguimiento estricto en el sitio a todas las obras incluidas.