MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

PRESTACIÓN DE SERVICIOS PARA DETERMINAR LOS NIVELES DE CALIDAD EXIGIBLES EN LAS REDES DEL SIN

INFORME FINAL

Preparado para:

CREG
Comisión de Regulación de Energía y Gas

Junio de 2015

P 015/15

PRESTACIÓN DE SERVICIOS PARA DETERMINAR LOS NIVELES DE CALIDAD EXIGIBLES EN LAS REDES DEL SIN

INFORME FINAL

CONTENIDO

1. GENERALIDADES 9

CAPITULO I - SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL 10

1. DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD REALES 10
   1.1. INFORMACIÓN 10
   1.2. LEVANTAMIENTO Y PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN 16
      1.2.1. Consolidación de información del registro de eventos. 16
      1.2.2. Asignación de Externalidades a Transformadores 17
      1.2.3. Procesamiento de la información por empresa 18
   1.3. DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD REALES 19
2. ESTIMACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD TEÓRICOS 41
   2.1. DETERMINACIÓN DE LAS TASAS DE INDISPONIBILIDAD TEÓRICAS 41
      2.1.1. Marco conceptual y referencial 42
      2.1.2. Criterios propuestos para la selección de las fuentes tasas de indisponibilidad “teóricas” 44
      2.1.3. Tasas de falla de clase mundial 46
      2.1.4. Determinación de las tasas de indisponibilidad para la determinación de los niveles de calidad teóricos. 47
      2.1.5. Conclusiones 49
   2.2. CÁLCULO DE LOS NIVELES DE CALIDAD TEÓRICOS 51
   2.3. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD: REPORTES 54
3. ESTIMACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD ÓPTIMOS 54
   3.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA 55
      3.1.1. Circuitos representativos 55
      3.1.2. Equipo de maniobra y/o protección 56
      3.1.3. Escenarios de inversión 56
      3.1.4. Niveles de calidad Óptimo 58
   3.2. RESULTADOS OBTENIDOS 59
   3.3. CONCLUSIONES 86
4. ESTIMACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD EXIGIBLES Y SENDAS PARA ALCANZARLOS 87
   4.1. CONSIDERACIONES GENERALES 87
   4.2. NIVELES EXIGIBLES TEÓRICOS 88
      4.2.1. Niveles de calidad exigibles 89
   4.3. NIVELES EXIGIBLES DE APLICACIÓN 93
   4.4. NIVELES ALCANZABLES. TRANSICIÓN 94
      4.4.1. Determinación de niveles de calidad alcanzables y exigibles para empresas que no disponen de mediciones. 97

CAPITULO II - SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y REGIONAL 99

1. INTRODUCCIÓN 99
2. OBJETIVOS Y ALCANCE..... 99
3. ANTECEDENTES REGULATORIOS SOBRE LA CALIDAD DE SERVICIO PARA EL STN Y STR 100
   - 3.1. RESOLUCIONES PARA EL STN..... 100
   - 3.2. RESOLUCIONES PARA EL STR..... 100
   - 3.3. CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS REGULATORIO 101
4. BENCHMARKING INTERNACIONAL DE INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO .. 101
   - 4.1. BRASIL 102
     - 4.1.1. ANEEL 102
     - 4.1.2. El Proyecto BDConf 103
   - 4.2. OTROS ESTÁNDARES..... 106
   - 4.3. ESTUDIOS REALIZADOS POR EL CONSULTOR..... 107
   - 4.4. TIEMPOS DE MANTENIMIENTOS PREVENTIVO..... 109
5. EXTERNALIDADES DEL SIN: CARACTERIZACIÓN DE LOS DEPARTAMENTOS 110
   - 5.1. DATOS DE EXTERNALIDADES DEL SIN EXISTENTES 110
   - 5.2. EXTERNALIDADES UTILIZADAS..... 114
6. DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD REALES: ESTADÍSTICAS POR EQUIPO (HEROPE)..... 115
   - 6.1. STN..... 115
     - 6.1.1. Indisponibilidades General 115
     - 6.1.2. Indisponibilidades No Excluidas por equipo 116
     - 6.1.3. Horas promedio de Indisponibilidades No Excluidas por Equipo 117
     - 6.1.4. Horas promedio de Mantenimiento por Equipo 118
   - 6.2. STR..... 118
     - 6.2.1. Indisponibilidades General 119
     - 6.2.2. Indisponibilidades No Excluidas.....120
     - 6.2.3. Horas promedio de Indisponibilidades No Excluidas por Equipo 120
     - 6.2.4. Horas promedio de Mantenimiento por Equipo 121
7. DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD DE REALES: ESTADÍSTICAS POR GRUPO DE EQUIPOS..... 122
   - 7.1. ADECUACIÓN DE LA INFORMACIÓN DEL HEROPE Y RVEM 122
     - 7.1.1. Externalidades de los Municipios, Activos, y Registros de eventos 123
     - 7.1.2. Tipo causas adaptadas 124
     - 7.1.3. Agrupamiento de elementos 125
     - 7.1.4. Parametrización de líneas.....125
   - 7.2. ESTADÍSTICAS REALES STN 126
     - 7.2.1. Líneas de 500 kV: Tasa de falla y tiempo medio de reparación.....128
     - 7.2.2. Líneas de 220 kV: Tasa de falla y Tiempo Medio de Reparación 132
     - 7.2.3. Transformadores: Tasa de falla y tiempo medio de reparación 135
     - 7.2.4. Reactores y Condensadores: Tasa de falla y tiempo de reparación 136
     - 7.2.5. Estadísticas adoptadas STN.....137
     - 7.2.6. Estadísticas de Mantenimiento Reales para Grupo de Equipos - STN 137
   - 7.3. ESTADÍSTICAS REALES STR 138
     - 7.3.1. Líneas de 115 kV: Tasa de falla y Tiempo Medio de Reparación 138
     - 7.3.2. Líneas de 66 kV: Tasa de falla y tiempo medio de reparación.....140
     - 7.3.3. Transformadores: Tasa de falla y tiempo medio de reparación 141
     - 7.3.4. Reactores y Condensadores: Tasa de falla y tiempo de reparación 143

7.3.5. Estadísticas adoptadas STR 143
7.3.6. Estadísticas de Mantenimiento Reales para Grupo de Equipos - STR 144
8. PROPUESTA PARA EL TRATAMIENTO DE REPORTES DE EVENTOS 145
9. ESTIMACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD DE ALCANZABLES 146
10. ESTIMACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD DE EXIGIBLES 147
11. RESUMEN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD 147
12. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD 149
12.1. METODOLOGÍA DE CÁLCULO 150
12.2. RESULTADO DEL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD 152
12.2.1. ENS con indicadores Alcanzables y Exigibles 152
12.2.2. Índices de calidad: ASAI y ASUI 153
13. CONCLUSIONES 153
14. REFERENCIA BIBLIOGRAFICA 156
1. Estratificación de la información de Reportes de Eventos 163
1.1. DATOS DE LOS REPORTES 163
1.2. ANÁLISIS DE CLÚSTER 163
1.3. CLASIFICACIÓN 164
1.4. RESULTADOS DE LA CALIFICACIÓN 164
1. Plantilla mínima de reportes de eventos 167
1. Reportes Completos 169
1. Indicadores de calidad Alcanzables 239
2. Indicadores de calidad Exigibles 240
3. Instructivo vigente de Reporte de Eventos 244
3.1. INSTRUCTIVOS Y PROCEDIMIENTOS PARA REPORTE DE INFORMACIÓN OPERATIVA DE LOS ACTIVOS DE TRANSMISIÒN STN 245
3.1.1. Tipos de Causas 245
3.1.2. Clasificación del Tipo de Reportes 246
3.2. INSTRUCTIVOS Y PROCEDIMIENTOS PARA REPORTE DE INFORMACIÓN OPERATIVA DE LOS ACTIVOS DE TRANSMISIÒN STR 250
3.2.1. Tipos de Causas 250
3.2.2. Clasificación del Tipo de Reportes 251

ANEXO I 157
ANEXO II 158
ANEXO III 161
ANEXO IV - ANÁLISIS DE CLÚSTER 162
ANEXO V - PROPUESTA PARA EL REGISTRO DE REPORTES 166
ANEXO VI - INDICES DE CALIDAD TEORICOS DE SDL 168
ANEXO VII - ÍNDICES DE CALIDAD ALCANZABLES Y EXIGBILES PARA EL STN Y STR 238
ANEXO VIII - INSTRUCTIVO VIGENTE PARA EL REPORTE DE EVENTOS 243

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Reporte de interrupciones en “Formato Viejo” 11
Tabla 2 - Reporte de interrupciones en “Formato Nuevo” 12
Tabla 3 - Número de Circuitos y transformadores por empresa 14
Tabla 4 - Nuevos Grupos de Calidad 20
Tabla 5 - SAIFI anual por empresa y total País 20
Tabla 6 - SAIDI anual por empresa y total País 21
Tabla 7 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 23
Tabla 8 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 24

Tabla 9 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 25
Tabla 10 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 26
Tabla 11 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 27
Tabla 12 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 28
Tabla 13 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 29
Tabla 14 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 30
Tabla 15 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 31
Tabla 16 - SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 32
Tabla 17 - SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 33
Tabla 18 - SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 34
Tabla 19 - SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 35
Tabla 20 -: SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 36
Tabla 21 - SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 37
Tabla 22 SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 38
Tabla 23 - SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 39
Tabla 24 SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad 40
Tabla 25: Patrones de Frecuencia y Duración de Desconexión propuestos y establecidos por ANEEL 102
Tabla 26: Tasas de Falla y Tiempos Medios de Reparación – Líneas de Transmisión – 1990-2003 104
Tabla 27: Desempeño de Líneas de Transmisión – 1994-1998 104
Tabla 28: Índices de Desempeño por Nivel de Voltaje para Transformadores – 1990-2003 105
Tabla 29: Índices básicos de confiabilidad de elementos de transmisión en el sistema chileno 107
Tabla 30: Indicadores de Calidad Registrados - Valores Promedio [10] 108
Tabla 31: Indicadores de Calidad Esperados - Valores Medios [10] 108
Tabla 32: Cantidad total de eventos agrupada por tipo de causa en el STN 115
Tabla 33: Duración general de eventos agrupada por tipo de causa en el STN 116
Tabla 34: Cantidad total de eventos agrupada por equipo en el STN, Indisponibilidades No Excluidas 116
Tabla 35: Duración general de eventos agrupada por equipo del STN, Indisponibilidades No Excluidas 117
Tabla 36: Horas promedio de Indisponibilidades No Excluidas por equipo para el STN 117
Tabla 37: Horas promedio de Mantenimiento para equipos del STN 118
Tabla 38: Cantidad total de eventos agrupada por tipo de causa en el STR 119
Tabla 39: Duración general de eventos agrupada por tipo de causa en el STR 119
Tabla 40: Cantidad total de eventos agrupada por equipo en el STR, Indisponibilidades No Excluidas 120
Tabla 41: Duración general de eventos agrupada por equipo del STR, Indisponibilidades No Excluidas 120
Tabla 42: Horas promedio de Indisponibilidades No Excluidas por equipo para el STR 121
Tabla 43: Horas promedio de Mantenimiento para equipos del STR 121
Tabla 44: Tipo de Causas adecuadas para el HEROPE 124
Tabla 45: Tipo de Causas adecuadas para el RVEM 124
Tabla 46: Tipo de Causas Forzada de HEROPE y RVEM 126
Tabla 47: Resultado de la correlación para el sistema de 500 kV 129
Tabla 48: Valores de los indicadores correlacionados para el sistema de 500 kV 130
Tabla 49: Equipos de línea Chinu-Cerromatoso 1 en 500 kV 131
Tabla 50: Eventos con tasa falla atípicos de línea de 220 kV 132
Tabla 51: Evolución de la tasa de falla y desviación estándar promedio para el sistema de 220 kV. 133
Tabla 52: Eventos con tiempo de reparación atípicos de línea de 220 kV 133
Tabla 53: Evolución de los tiempos de los tiempos de reparación y desviación estándar promedio para el sistema de 220 kV 134
Tabla 54: Valores promedios de los grupos de clúster para el sistema de 220 kV 135
Tabla 55: Valores promedios MAX y MIN de los grupos de clúster para el sistema de 220 kV 135
Tabla 56: Grupos de tensión para transformadores del STN 135
Tabla 57: Valores alcanzables de Tasa y tiempo para líneas del sistema de 500 kV 137
Tabla 58: Valores Exigibles de Tasa y tiempo para líneas del sistema de 500 kV 137
Tabla 59: Valores alcanzables Tasa y tiempo para líneas del sistema de 220 kV 137
Tabla 60: Valores Exigibles Tasa y tiempo para líneas del sistema de 220 kV 137
Tabla 61: Valores alcanzables de Tasa y tiempo para transformadores del STN 137

Tabla 62: Valores Exigibles de Tasa y tiempo para transformadores del STN 137
Tabla 63: Resumen de Indicadores promedio reales de Mantenimiento del STN..... 138
Tabla 64: Resultado de la correlación para el sistema de 115 kV..... 139
Tabla 65: Valores promedios de los grupos de clúster para el sistema de 115 kV 139
Tabla 66: Valores promedios MAX y MIN de los grupos de clúster para el sistema de 115 kV..... 140
Tabla 67: Resultado de la correlación para el sistema de 66 kV..... 140
Tabla 68: Valores promedios de los grupos de clúster para el sistema de 115 kV 141
Tabla 69: Grupos de tensión para transformadores del STR 141
Tabla 70: Valores alcanzables de Tasa y tiempo para líneas del sistema de 115 kV..... 143
Tabla 71: Valores Exigibles de Tasa y tiempo para líneas del sistema de 115 kV..... 143
Tabla 72: Valores alcanzables de Tasa y tiempo para líneas del sistema de 66 kV..... 144
Tabla 73: Valores Exigibles de Tasa y tiempo para líneas del sistema de 66 kV..... 144
Tabla 74: Valores alcanzables de Tasa y tiempo para transformadores del STR..... 144
Tabla 75: Valores Exigibles de Tasa y tiempo para transformadores del STR 144
Tabla 76: Resumen de Indicadores promedio reales de Mantenimiento del STR..... 144
Tabla 77: Estimación de los Niveles de Calidad Alcanzables..... 146
Tabla 78: Estimación de los Niveles de Calidad Exigibles..... 147
Tabla 79: Resumen de los Tiempos Medios de Reparación 148
Tabla 80: Resumen de los Tasa de Falla..... 148
Tabla 81: Transformadores – Objetivos de Calidad Propuestos para Mantenimiento Programado .. 148
Tabla 82: Compensación – Objetivos de Calidad Propuestos para Mantenimiento Programado..... 148
Tabla 83: Líneas de Transmisión – Objetivos de Calidad Alcanzables para Mantenimiento Programado 149
Tabla 84: Líneas de Transmisión – Objetivos de Calidad exigibles para Mantenimiento Programado 149
Tabla 85: Indicadores de transformadores modelados como alcanzables..... 149
Tabla 86: Clasificación de los tipos de Causa asociadas a los tipos de Reportes para el STN..... 247
Tabla 87: Resumen de la información contenida en los Reportes del STN 248
Tabla 88: Clasificación de los tipos de Causa asociadas a los tipos de Reportes para el STN..... 252
Tabla 89: Resumen de la información contenida en los Reportes del STR 253

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica Nº 1: Comparación de índices para Líneas obtenidos por el BDConf con los utilizados por ONS 105
Gráfica Nº 2: Comparación de índices para Transformadores obtenidos por el BDConf con los de ONS 106
Gráfica Nº 3: Función de Riesgo por Departamento (paramétrica) 111
Gráfica Nº 4: Temperaturas Promedios por Departamento 111
Gráfica Nº 5: Metros Sobre el Nivel del Mar (msnm) por Departamento..... 112
Gráfica Nº 6: Precipitaciones por Departamento 112
Gráfica Nº 7: Días de lluvia por Departamento 113
Gráfica Nº 8: Densidad de Descargas a Tierra (DDT) por Departamento..... 113
Gráfica Nº 9: Nivel Ceráunico por Departamento 114
Gráfica Nº 10: Evolución promedio de la tasa de falla de líneas de 500 kV y 220 kV del STN..... 127
Gráfica Nº 11: Evolución del tiempo medio de reparación de líneas de 500 kV y 220 kV del STN ... 127
Gráfica Nº 12: Evolución de la tasa de falla de líneas de 500 kV del STN..... 129
Gráfica Nº 13: Evolución del tiempo de reparación de líneas de 500 kV del STN 131
Gráfica Nº 14: Evolución de la tasa de falla de líneas de 220 kV del STN..... 132
Gráfica Nº 15: Evolución del tiempo de reparación de líneas de 220 kV del STN 133
Gráfica Nº 16: Tasa de falla versus tiempos de reparación para líneas de 220 kV..... 134
Gráfica Nº 17: Tasa de falla versus tiempos de reparación para líneas de 115 kV..... 139
Gráfica Nº 18: Tasa de falla versus tiempos de reparación para líneas de 66 kV..... 141
Gráfica Nº 19: Diagrama de Flujo Básico: Análisis de Confiabilidad 151

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Evolución anual del SAIFI nivel país 2010-2013. 22
Figura 2 - Evolución anual del SAIDI nivel país 2010-2013. 23
Figura 3 - Ejemplo - Esquema de la red de MT 56
Figura 4 - Ejemplo - Modelado de la red de MT 56
Figura 5 - Escenario 1 - Instalación de equipos de protección 57
Figura 6 - Escenario 2 – Respaldo sobre un tramo del circuito de MT 58
Figura 7 - Escenario 3 – Reemplazo de parte del circuito de MT por conductor protegido. 58
Figura 8 - Escenario 4 – Soterramiento de parte del circuito de MT 58
Figura 9 - Costos versus ENS 59

ABREVIATURAS

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

ENS: Energía No Suministrada

SIN: Sistema Interconectado Nacional

STN: Sistema de Transmisión Nacional

STR: Sistema de Transmisión Regional

TdR: Términos de Referencia

1. GENERALIDADES

Este Informe Final consolida todos los productos del proyecto, definidos según los numerales 3.1.1, 3.1.2, 3.1.3, 3.1.4, 3.2.1, 3.2.2 y 3.2.3, del tercer apartado de los Términos de Referencia (TdR) del Concurso 024 de 2014. Este documento responde además a las observaciones realizadas por CREG a los productos intermedios (Informes 1 a 3), las que fueron formuladas durante reuniones virtuales sostenidas en formato Skype en las siguientes fechas:

- 23/09/2014 Observaciones a primer borrador de STN STR. Se han presentado diferentes problemas con la información original, a subsanar en el siguiente informe.

  En particular: pendiente la parte de SDL, a reprocesar con nueva información readecuada.

- 24/10/2014 Ajustes y aclaraciones informe STR STN. Detalles forma presentación resultados SDL.

- 19/11/2014 Acuerdo para que CREG envíe circuitos representativos SDL en DIgSILENT, porque los modelos en NEPLAN disponibles no eran adecuados o estaban incompletos.

- 21/11/2014 Acuerdo para conseguir los diagramas topológicos de los circuitos representativos, imprescindibles para la evaluación y optimización.

- 12/12/2014 Discusión Propuesta de metodología para subsanar información histórica incompleta de los SDL.

  STR y STN: OK en general, pero enviarían algunos comentarios para la revisión final.

Ajustes al informe Original: Producto de la incorporación del análisis de confiabilidad de 21 nuevos circuitos al informe original correspondiente al contrato 2014 - Concurso Nº 024 de CREG, denominado “Prestación de servicios para determinar los niveles de calidad exigibles en las redes del SIN” - se realizaron los ajustes a los siguientes capítulos del informe y planillas cálculo:

Informe:

- 3.2 Resultados obtenidos
- 3.3 Conclusiones
- 4.2.1 Niveles de calidad exigibles
- 4.4 Niveles alcanzables. Transición

Modelo de Cálculo:

- Se reemplazó la planilla de cálculo ResumenLimitesV2.xlsx por la ResumenLimitesV3.xlsx

CAPITULO I - SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL

1. DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD REALES

En este capítulo se presenta la metodología aplicada y los resultados obtenidos para dar cumplimiento a lo requerido en el numeral 3.1.1 de los términos de referencia del estudio (TdR).

Con base en la información de indisponibilidades correspondiente a los años 2010 al 2014 serán determinados los niveles actuales de calidad del servicio.

Las tareas correspondientes a este numeral se realizarán previa revisión crítica y sistematización de la información estadística que se suministre para el estudio:

- Información y estadística de interrupciones.
- Responsabilidad de cada agente en las fallas.
- Asignación de externalidades a cada uno de los circuitos. Para ello se realizará un análisis que permita ubicar y asociar cada una de los circuitos las diferentes externalidades del país según la clasificación encontrada en el estudio de la CREG de 2013.
- Calculo de indicadores

El cálculo de los indicadores reales representa el punto de partida sobre el cual se desarrollaran los futuros escenarios y se identificarán las cuestiones particulares del servicio. Es decir, nos permitirá asociar las interrupciones con sus principales causas, mediante el análisis estadístico de los niveles de duración y de frecuencia de las interrupciones obtenidos durante el período 2010 – 2014. La profundidad con la que se podrá realizar la correlación de las variables, dependerá del nivel de detalle de la base de datos y su consistencia.

Si bien existen varios indicadores que permiten medir frecuencia y duración de las interrupciones, en principio se calcularán SAIDI (System Average Interruption Duration Index) y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index):

Ecuación 1: Fórmula cálculo SAIDI

$$SAIDI = \frac{suma\ de\ duración\ de\ todas\ las\ interrupciones\ de\ consumidores}{total\ de\ consumidores\ en\ el\ sistema}$$

Ecuación 2: Fórmula cálculo SAIFI

$$SAIFI = \frac{suma\ de\ todas\ las\ interrupciones\ de\ consumidores}{total\ de\ consumidores\ en\ el\ sistema}$$

A lo largo de la ejecución del estudio y luego de conferencias telefónicas mantenidas con la CREG, la Comisión ha estimado conveniente el cambio de la unidad de estudio para el análisis de los datos históricos, pasando de “circuito” a “transformador MT/BT” con el objetivo de detectar los umbrales de los usuarios “peor” servidos, además de la calidad media por OR.

1.1. INFORMACIÓN

Para la realización del estudio correspondiente a los Sistemas de Distribución Local (SDL) se recibieron datos de acuerdo al siguiente detalle que corresponden varios levantamientos de información, en relación al Estudio para Determinar los Niveles de Calidad Exigibles en las Redes del SIN:

a) Información recibida de externalidades

Se han recibido los siguientes archivos relacionados con las externalidades utilizadas en el presente estudio (Ruralidad y Riesgo):

- "Municipios_externalidades_riesgo CODIGOS DANE.xlsx": se indica Ruralidad y Riesgo para cada Municipio, indicando para cada uno de ellos su correspondiente código DANE.

b) Información recibida de registros de eventos

Con el objetivo de analizar las estadísticas disponibles sobre Interrupciones reales, programadas y forzadas, de las instalaciones del SDL, determinadas según la aplicación de las metodologías de calidad establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008.

La información básica para el desarrollo del presente apartado fue recibida en archivos tipo Excel, con estructuras y contenidos diferentes, los datos informados corresponden a interrupciones para los años 2010 al 2014, con periodicidad mensual. Esta información es la suministrada por las empresas al Sistema Único de Información (SUI). La diferencia mencionada se debe a un cambio en los formatos en que la información es requerida, uno de ellos es el especificado en la Circular SSPD-CREG 0002-03 del 22 de abril de 2003 en el formato B2 y otra más reciente, que reemplaza a los anteriores, de acuerdo a los formato 5 de la resolución SSPD 20102400008055 del 16 de marzo de 2010.

Las interrupciones recibidas de acuerdo al formato B2 de la Circular SSPD-CREG 0002-03, poseen la siguiente estructura (Tabla 1 -):

Tabla 1 - Reporte de interrupciones en "Formato Viejo"

Nombre en tabla	Nombre en resolución
EMPRESA	código SUI
ARE_ESP_NOMBRE	Nombre empresa
CAR_T1026_SECUE	No Aplica
CAR_T1026_CODIGO	Código transformador
CAR_T1025_SECUE	Código Circuito o línea
CAR_T1026_GRUPO	grupo
CAR_T1026_CAPACIDAD	Capacidad del transformador
CAR_T1026_DEMANDA	Demanda de energía
CAR_T1026_USUARIOS	Usuarios
CAR_T1026_LONGITUD	Longitud
CAR_T1026_LATITUD	Latitud
CAR_T1026_ALTITUD	Altitud
CAR_T1026_PROPIO	Propiedad
CAR_T1026_TIPO	Aéreo
CAR_T1026_INTER3MIN	Menores a 1 minuto (Interrupciones)
CAR_T1026_MIN3MIN	Menores a 1 minuto (minutos)

Nombre en tabla	Nombre en resolución
CAR_T1026_INTERSSPD	Declaración de fuerza mayor (Interrupciones)
CAR_T1026_MINSSPD	Declaración de fuerza mayor (minutos)
CAR_T1026_INTEROTRAS	Otras Exclusiones (Interrupciones)
CAR_T1026_MINOTRAS	Otras Exclusiones (minutos)
CAR_T1026_INTERNPROG	Programadas (Interrupciones)
CAR_T1026_MINNPROG	Programadas (minutos)
CAR_T1026_INTERPROG	No Programadas (Interrupciones)
CAR_T1026_MINPROG	No Programadas (minutos)
CAR_CARG_MES	mes del reporte de la información
CAR_CARG_ANO	Año del reporte de la información
CAR_CARG_SECUE	No Aplica
CAR_ARCH_SECUE	No Aplica
CAR_T1026_MERCADO	Código del mercado

Mientras que el formato 5 requerido de acuerdo a la resolución SSPD 20102400008055 corresponde a la estructura siguiente (Tabla 2 -):

Tabla 2 - Reporte de interrupciones en "Formato Nuevo"

Nombre en la tabla	Nombre en resolución
IDENTIFICADOR_EMPRESA	Código SUI
ARE_ESP_NOMBRE	Nombre empresa
CAR_T442_COD_TRANS	Código del transformador
CAR_T442_COD_CIRC	Código del circuito o línea
CAR_T442_GRU_CAL	Grupo de calidad
CAR_T442_ID_MERC	ID Mercado
CAR_T442_CAP_TRANS	Capacidad del Transformador
CAR_T442_PROP	Propiedad (S/N)
CAR_T442_TIP_SUSB	Tipo de Subestación
CAR_T442_USUARIOS	Usuarios
CAR_T442_DENE_MED	Demanda de energía
CAR_T442_LONG	Longitud
CAR_T442_LAT	Latitud
CAR_T442_ALT	Altitud
CAR_T442_COD_ZESP	Código de la Zona Especial

Nombre en la tabla	Nombre en resolución
CAR_T442_INT_PNEXC	Programadas no excluidas (Interrupciones)
CAR_T442_MIN_PBEXC	Programadas no excluidas (minutos)
CAR_T442_INT_NPNEXC	No Programadas no excluidas (Interrupciones)
CAR_T442_MIN_NPNEXC	No Programadas no excluidas (minutos)
CAR_T442_INT_REMER	Racionamiento de Emergencia por eventos de generación (Interrupciones)
CAR_T442_MIN_REMER	Racionamiento de Emergencia por eventos de generación (minutos)
CAR_T442_INT_STNSTR	Eventos de Activos del STN y al STR (Interrupciones)
CAR_T442_MIN_STNSTR	Eventos de Activos del STN y al STR (minutos)
CAR_T442_INT_SEG_CIU	Interrupciones por seguridad Ciudadana (Interrupciones)
CAR_T442_MIN_SEG_CIU	Interrupciones por seguridad Ciudadana (minutos)
CAR_T442_INT_FNIVEL1	Falla de un Activo de Nivel 1 de propiedad de los Usuarios (Interrupciones)
CAR_T442_MIN_FNIVEL1	Falla de un Activo de Nivel 1 de propiedad de los Usuarios (minutos)
CAR_T442_INT_CASTNAT	Catástrofes Naturales (Interrupciones)
CAR_T442_MIN_CASTNAT	Catástrofes Naturales (minutos)
CAR_T442_INT_TERR	Actos de terrorismo (Interrupciones)
CAR_T442_MIN_TERR	Actos de terrorismo (minutos)
CAR_T442_INT_CAL_ZESP	Acuerdos de calidad en las zonas especiales (Interrupciones)
CAR_T442_MIN_CAL_ZESP	Acuerdos de calidad en las zonas especiales (minutos)
CAR_T442_INT_TSUBEST	Trabajo en Subestaciones Remodelamiento y reposición (Interrupciones)
CAR_T442_MIN_TSUBEST	Trabajo en Subestaciones Remodelamiento y reposición (minutos)
CAR_T442_INT_INFRA	Exigencia traslado y Adecuación de infraestructura (Interrupciones)
CAR_T442_MIN_INFRA	Exigencia traslado y Adecuación de infraestructura (minutos)
CAR_T442_INT_SUMI	Limitación de Suministro (Interrupciones)
CAR_T442_MIN_SUMI	Limitación de Suministro (minutos)
CAR_T442_INT_EXP	Proyectos de Expansión (Interrupciones)
CAR_T442_MIN_EXP	Proyectos de Expansión (minutos)
CAR_CARG_MES	mes del reporte de la información
CAR_CARG_ANO	Año del reporte de la información

Si bien contar con información estructurada favorece el procesamiento, la falta de información sobre las jerarquías de las estructuras, es decir, la forma con la cual se relaciona la información, trajo aparejado una cantidad importante de trabajo adicional. Inicialmente se conceptualizó la relación Empresa – Circuito – Transformador, indicando que cada transformador brinda información al circuito y luego a la empresa, pero finalmente se optó la relación Empresa – Transformador, debido a que en algunos casos los transformadores "migran" de circuito.

Se procesó inicialmente la información por empresa obteniéndose como resultado las lecturas siguientes:

Tabla 3 - Número de Circuitos y transformadores por empresa

Ref	Empresa	Nombre	Circuitos	Trafos
1	3332	COMPAÑIA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P	236	17,930
2	2073	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	43	6,016
3	604	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	153	16,346
4	694	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A-E.S.P	6	59
5	2249	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	685	80652
6	600	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	111	11235
7	520	CENTRALES ELECTRICAS DE NARIO S.A. E.S.P.	8	20027
8	524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	333	31198
9	1032	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	76	3032
10	3226	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	13	2984
11	1014	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	163	16209
12	536	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	286	26830
13	1846	EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	4	623
14	564	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	867	121512
15	23442	COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP.	169	28501
16	500	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. ESP	335	17769
17	1737	RUITOQUE S.A. E.S.P.	3	90
18	3370	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	192	4553
19	599	EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	25	4367
20	2103	CODENSA S.A. ESP	926	63767
21	523	EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	136	7949
22	502	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	269	19509
23	2371	EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	26	907
24	617	EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO E.S.P.	8	1275

Ref	Empresa	Nombre	Circuitos	Trafos
25	2438	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	163	16997
26	595	EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. ESP	157	13506
27	637	COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUƒ S.A. E.S.P.	26	1736
28	2016	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	14	1545
29	3076	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	10	754
		Total	5443	537878

El análisis de la información se han detectados algunos aspectos a subsanar, por ejemplo, se verifica la existencia de alimentadores en el año 2014 sin información respecto a usuarios conectados al mismo como se presenta en el cuadro siguiente:

Tolima	EP. Medellín	Santander	El Caribe
122	105-11	101501	10767901
124	105-12	12509	10908709
155	105-13	206501	10908711
164	105-14	207501	10908724
180	105-15	208501	10908730
235	105-16	302	10908891
246	105-41	312	10908893
255	112-S1	38503	10908897
279	165-12	401	10908905
349	304-13	404	10908906
368	401-S1	418	10908908
430	409-30	427	10908915
432	411-41	431	10908921
501	411-44	457	10908939
502	514-13	461	10908996
503	R05-05	464	10909036
504	R05-11	470	10909198
505	R09-41	471	10909361
59	R09-90	477	10909425
7	R09-91	484	
	R11-90	5501	
	R15-90	94504	

Tolima	EP. Medellín	Santander	El Caribe
	R16-40	94505	
	R16-90	97501	
	R17-90		
	R20-40		
	R20-42		
	R23-17		
	R28-03		
	R28-65		
	R28-90		
	R32-90		

c) Normativa, Regulación e Instructivos

Se suministró información relacionada a la regulación y normativa vigente aplicada a la Calidad de Servicio de los SDL. Además, se incluyeron aquellos documentos complementarios, que son instructivos y guías para la aplicación de la reglamentación.

La documentación corresponde a la siguiente información:

- "Creg097-2008.doc": Resolución 97 de Principios Generales y la Metodología para el Establecimiento de los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local (STR y SDL) – Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Año 2008.

1.2. LEVANTAMIENTO Y PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

1.2.1. CONSOLIDACIÓN DE INFORMACIÓN DEL REGISTRO DE EVENTOS.

Para determinar la existencia de errores en la estructura realizó la carga en base de datos transaccional (SQL) detectándose la existencia de cambios en la asociación de transformadores a Circuitos. Como ejemplo de ello, en la empresa Compañía Energética del Tolima S.A E.S.P, se verificaron 3198 casos.

CAR_T442_COD_CIRC	CAR_T442_COD_TRANS
127	SI01005
164	SI01005
395	SI01005

Para evitar esta problemática, inicialmente se trató la información a nivel circuito, definiéndose la conjunción de Circuito – Transformador para realizar cálculos posteriores.

Finalmente a pedido de la CREG, se trabajó con la información a nivel transformador, entendiendo que los cambios de circuitos se deben a maniobras.

La información correspondiente a los diferentes formatos, no correspondía a información disjunta, es decir, es posible encontrar información para a un mismo transformador, para un

mismo año y mes en ambos formatos (Circular SSPD-CREG 0002-03 y Resolución SSPD 20102400008055), por ejemplo:

Base de Datos de Interrupciones						
Empresa	**Trafo**	**Usuarios**	**Interrupciones**	**Minutos**	**Año**	**Mes**
500	10	32	1	1,8	2011	1
500	10	33	1	2	2011	1
500	100	7	2	4,1	2011	1
500	100	7	0	0	2011	1
500	1000	41	0	0	2011	1
500	1000	49	0	0	2011	1

Del análisis de la tabla anterior, se detecta que en el año 2011para el transformador 10, se presenta una interrupción para Enero con diferencias en los minutos registrados de la falla, pero en el caso del transformador 100 el registro es diferente, 2 fallas en registro y 0 en el otro.

Para incorporar la mayor cantidad de información en forma consistente, se eliminaron todos los registros que reportaban información nula en interrupciones, minutos y energía, y luego promediar los registros restantes.

1.2.2. ASIGNACIÓN DE EXTERNALIDADES A TRANSFORMADORES

A los fines de generar una base de datos que contenga la asignación de Externalidades (Ruralidad y Riesgo) a cada transformador bajo análisis, se procedió al procesamiento de la información contenida en el archivo "Municipios_externalidades_riesgo CODIGOS DANE.xlsx" que contiene la Ruralidad y Riesgo por Municipio según codificación DANE.

El mencionado archivo lista características de externalidades de 1222 Municipios, y contiene los siguientes campos:

- CODIGO DANE: Código DANE del Municipio.
- DEPARTAMENTO: Departamentos que cruza el Municipio
- MUNICIPIO: nombre del Municipio.
- ALTITUD: Altitud promedio del circuito (E)
- NC: Nivel Ceráunico
- DDT: Densidad de Descargas a Tierra
- DIAS CON LLUVIA: Días de lluvia promedio al año (D)
- PRECIPITACION: Precipitaciones medias anuales (P)
- TEMP_PROM: Temperatura Promedio
- FISIOGRAFI: Identificas las condiciones topográficas en lo referente a condiciones fisiográficas de acuerdo a los estándares nacionales (llanura, montaña, valles, mesetas, depresiones)
- SALINIZACION: afectación por salinidad
- VELOCIDAD_VIENTO: velocidad del viento
- AMENAZA_DESLIZA: afectación por deslizamiento

- I RURALIDAD: Índice de Ruralidad del Municipio
- RIESGO: función de riesgo paramétrica que emplea seis variables, cinco variables
- numéricas (Nivel Ceráunico, Precipitación, Elevación, Densidad de Descargas a tierra, Días con lluvia) y una categórica (Salinidad).

El Riesgo es calculado empleando la siguiente fórmula paramétrica:

Ecuación 3: Fórmula cálculo Riesgo (R)

$$R = k \times (-0.9855 + 0.1749\,NC + 0.0048\,P - 0.0040\,E + 0.8921\,DDT + 0.0439\,D)$$

k= 1, si el circuito no es afectado por salinidad

k= 1,39, si el circuito es afectado por salinidad

1.2.3. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN POR EMPRESA

Por cada empresa ha sido creado un archivo Excel, (por ejemplo "500.xlsb"1) el que agrupa la información requerida, tanto para la categorización de cada transformador en los nuevos grupos establecidos por la CREG (tres correspondientes a Riesgo y otros tres a Ruralidad), como para el cálculo de los indicadores de calidad SAIFI y SAIDI.

La base de datos de interrupciones consolidada para el total de las empresas acredita la existencia de más de 23 millones con datos de alguna interrupción.

En conclusión, luego del procesamiento de la información de fallas y externalidades, ha sido posible consolidar una base de datos (materializadas en SQL y en 29 archivos Excel) para 537.878 transformadores, de acuerdo al siguiente esquema:

- Se procesó información de interrupciones reportadas por las empresas en sus transformadores MT/BT en paso mensual.
- Las fuentes de información corresponden a las bases de datos reportadas en formato viejo y nuevo, cubriendo en su mayoría los meses entre enero de 2010 y abril de 2014.
- En el caso de que ambas fuentes suministraran información para la misma empresa, trafo, año y mes, los registros de usuarios y fallas han sido promediados, salvo en los casos en que los eventos de falla hayan sido cero o vacíos.
- Cada registro corresponde a un transformador MT/BT, perteneciente a un Circuito y ubicado en una localización caracterizada por el código DANE al que corresponden los niveles de Ruralidad y Riesgo (de Ambiente) consignados. Los datos de confiabilidad Fallas y Horas son acumulados en el año a partir de la información mensual de CREG.
- Como un Trafo puede aparecer fuera de servicio algunos meses del año (sin Usuarios; valor=0 o blanco), se adoptó el criterio general de tomar como dato Usuarios de cada Trafo el promedio de usuarios conectados al mismo en los meses no nulos del año. Si en todo el año no se consignan Usuarios, entonces el Trafo se elimina de la lista en ese año.
- Cada Falla de un Trafo afecta, a su vez, a los Usuarios que él alimenta, por lo que el efecto a nivel de usuarios se multiplica en Fallas x Trafo x Usuarios. En forma semejante se tratan las Horas (H=duración acumulada en el Año de las F interrupciones de servicio sufridas por cada Trafo).

[1] xlsb hace referencia a archivos MS Excel en formato binario, especialmente pensados para el procesamiento de grandes volúmenes de información.

1.3. DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD REALES

Sobre la base de los nuevos grupos de calidad propuestos (9 en total) y a partir de la ubicación de cada uno de los transformadores de los OR según esta agrupación, se realizó el cálculo de los niveles observados de calidad empleando la duración y frecuencia de las interrupciones obtenidas durante el período 2010 – 2013.

La medición de duraciones y frecuencias se realizó en términos de los indicadores globales (SAIDI y SAIFI) e individuales (interrupciones y duración expresadas en valores mínimo, máximo y promedio), tanto por OR como por grupos de calidad y para el país.

El proceso es llevado a cabo procesando la siguiente información, para las fallas imputables a los OR:

- Empresa: código de Empresa
- Trafo: código de cada transformador
- DANE: código DANE en donde se encuentra ubicado el Trafo
- Año: año correspondiente a la información de los registros.
- UsuInt y UsuCom: cantidad de usuarios conectados al Trafo de acuerdo a la base de datos de interrupciones y cantidad de usuarios conectados al Trafo de acuerdo a la base de datos Comercial respectivamente. Como ambos valores diferían, se realizó el cálculo de los indicadores considerando ambos valores
- IntDis: número de interrupciones que no se excluyen del cálculo de los indicadores de calidad del Trafo en el año.
- MinDis: minutos asociados a IntDis del Trafo en el año.
- IDIS: producto de los campos UsuCom y IndDis.
- MDIS: producto de los campos UsuCom y MinDis.
- IDIS_I: producto de los campos UsuInt y IndDis.
- MDIS_I: producto de los campos UsuInt y MinDis.
- CtaUsuInt: Cantidad de meses con datos en la base de datos de interrupciones para el año.
- CtaUsuCom: Cantidad de meses con datos en la base de datos comercial para el año.
- I RURALIDAD : Índice de Ruralidad del Trafo (del archivo Municipios_externalidades_riesgo CODIGOS DANE.xlsx)
- RIESGO: Riesgo del Trafo (del archivo Municipios_externalidades_riesgo CODIGOS DANE.xlsx)
- IR_CAT_NEW_1a3: Grupos de calidad 1 a 3 correspondientes a la Ruralidad
- RIESGO_CAT: Grupos de calidad 1 a 3 correspondientes al Riesgo
- AvgUsu_Ind_Int: Promedio de usuarios del año según la base de datos de interrupciones.
- AvgUsu_Ind_Com: Promedio de usuarios del año según la base de datos comercial
- SAIFI_Com: SAIFI calculado con los usuarios de la base de datos comercial.
- SAIDI_Com: SAIDI calculado con los usuarios de la base de datos comercial.
- SAIFI_Int: SAIFI calculado con los usuarios de la base de datos de interrupciones

- SAIDI_Int: SAIDI calculado con los usuarios de la base de datos de interrupciones

La categorización de la Ruralidad (IR: Índice de Ruralidad) y Riesgo (RIESGO: Índice de Riesgo) se realizó de acuerdo al siguiente esquema de nuevos Grupos de Calidad (Tabla 4 -):

Tabla 4 - Nuevos Grupos de Calidad

RIESGO_CAT	Min	Max
1	-10	22
2	22	45
3	45	100

IR_CAT_NEW	Min	Max
1	0.0	38.6
2	38.6	48.5
3	48.5	100.0

Los resultados anuales globales del SAIFI y SAIDI (calculados de acuerdo a las expresiones dadas por las Ecuación 1 y Ecuación 2) por empresa se muestran en las Tabla 5 - y Tabla 6 - respectivamente:

Tabla 5 - SAIFI anual por empresa y total País

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	51.53	45.70	55.20	63.28
CHEC	47.38	59.29	67.95	60.08
CEDENAR	35.30	48.64	64.57	54.82
EDEQ	74.50	45.24	50.65	44.87
ESSA	30.24	24.31	18.54	18.24
EPSA	52.59	51.32	54.72	51.71
EPM	31.97	28.78	32.85	32.22
EEC	52.65	58.59	62.07	61.32
ENELAR	92.69	85.26	69.93	70.87
EMSA	107.92	96.21	98.00	106.32
CENS	-	21.05	30.52	28.99
CARTAGO	-	0.01	-	-
CETSA	23.11	23.02	26.93	23.28
EMEE	2.99	-	-	-
HUILA	80.20	48.93	41.98	41.74
CAQUETA	113.16	141.15	154.72	82.20

Empresa	2010	2011	2012	2013
RUITOQUE	11.60	5.05	7.75	3.73
EMEVASI	81.89	56.39	44.20	53.12
PUTUMAYO	-	-	-	-
EEP	11.28	16.53	34.86	33.38
CODENSA	10.96	13.98	15.19	15.02
ELECTRICARIBE	42.02	49.43	80.37	85.37
BAJO PUTUMAYO	66.44	335.47	52.74	38.22
EMCALI	19.52	21.19	23.92	22.26
GUAVIARE	56.62	110.49	53.07	113.61
DISPAC	341.12	10.68	109.35	143.01
ENERTOLIMA	52.28	57.97	93.18	105.84
CASANARE	106.43	53.15	53.45	58.70
CEO	28.75	41.29	28.36	28.10
PAÍS	37.70	36.43	44.70	41.44

Tabla 6 - SAIDI anual por empresa y total País

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	10.33	10.61	7.91	8.36
CHEC	36.65	42.38	53.04	45.56
CEDENAR	23.78	45.17	74.57	65.73
EDEQ	12.58	13.53	11.89	12.04
ESSA	18.26	13.35	12.30	11.90
EPSA	21.26	18.42	16.84	15.43
EPM	13.46	14.29	17.41	15.62
EEC	75.28	72.84	92.55	79.50
ENELAR	36.47	68.73	49.32	57.10
EMSA	11.12	10.60	10.96	12.42
CENS	-	19.72	38.55	42.78
CARTAGO	-	0.01	-	-
CETSA	7.75	6.54	8.45	7.65
EMEE	-	-	-	-
HUILA	48.69	25.80	20.06	19.63
CAQUETA	61.02	67.00	50.86	45.64

Empresa	2010	2011	2012	2013
RUITOQUE	2.51	3.60	6.33	10.42
EMEVASI	68.84	62.78	60.55	154.51
PUTUMAYO	-	-	-	-
EEP	2.73	7.56	17.30	15.36
CODENSA	8.61	10.48	11.03	11.94
ELECTRICARIBE	27.31	51.78	82.38	75.77
BAJO PUTUMAYO	60.79	54.22	37.82	172.28
EMCALI	16.76	16.00	20.87	17.70
GUAVIARE	70.96	33.00	31.33	33.21
DISPAC	134.70	69.35	91.43	95.56
ENERTOLIMA	9.41	20.02	48.43	65.89
CASANARE	37.01	37.35	42.10	61.33
CEO	31.39	37.46	24.57	26.00
PAÍS	20.08	25.06	33.24	29.47

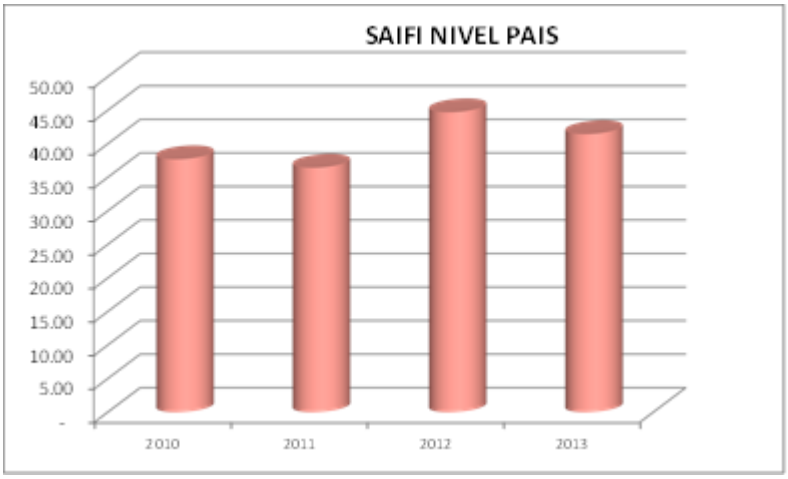


Figura 1 - Evolución anual del SAIFI nivel país 2010-2013.

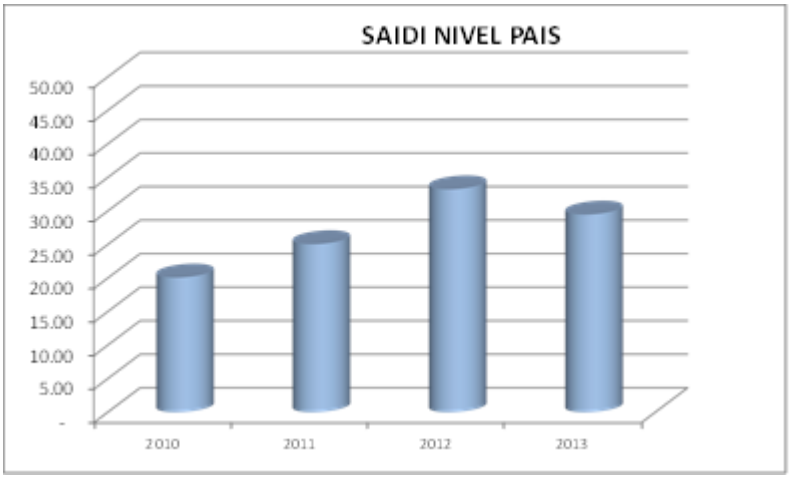


Figura 2 - Evolución anual del SAIDI nivel país 2010-2013.

Los resultados anuales del SAIFI y SAIDI por grupos de calidad por empresa se muestran en las siguientes Tablas:

Tabla 7 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =1; Categoría Riesgo= 1

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	29.0	32.1	30.0	32.5
CHEC	-	-	-	-
CEDENAR	33.9	42.3	59.0	41.3
EDEQ	57.4	48.6	55.6	48.3
ESSA	29.2	23.8	18.3	17.9
EPSA	40.1	44.6	44.2	45.2
EPM	49.5	49.2	26.3	27.9
EEC	40.7	44.8	40.5	40.8
ENELAR	-	-	-	-
EMSA	-	-	-	-
CENS	-	12.9	20.5	17.5
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	21.4	20.9	26.3	21.8
EMEE	-	-	-	-
HUILA	69.6	41.5	32.7	33.2
CAQUETA	-	-	-	-
RUITOQUE	11.6	5.1	6.8	3.7
EMEVASI	-	-	-	-
PUTUMAYO	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
EEP	-	-	-	-
CODENSA	-	-	-	-
ELECTRICARIBE	35.6	38.4	47.7	53.5
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	18.9	20.5	23.3	21.7
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	-	-	-	-
ENERTOLIMA	-	-	-	-
CASANARE	-	-	-	-
CEO	9.4	40.9	20.1	16.4

Tabla 8 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =1; Categoría Riesgo= 2

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	33.6	40.2	26.9	16.6
CHEC	42.0	51.5	60.9	51.9
CEDENAR	-	-	-	-
EDEQ	72.6	37.9	43.4	37.7
ESSA	-	-	-	-
EPSA	59.4	56.3	50.5	47.1
EPM	14.0	13.9	12.2	12.1
EEC	45.8	53.0	45.5	64.6
ENELAR	-	-	-	-
EMSA	72.7	55.1	23.4	23.6
CENS	-	48.1	46.4	51.9
CARTAGO	-	0.0	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	-	-	-	-
HUILA	-	-	-	-
CAQUETA	-	-	-	-
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	-	-	-	-
PUTUMAYO	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
EEP	10.2	16.4	34.4	32.9
CODENSA	34.6	47.7	46.8	54.7
ELECTRICARIBE	42.9	35.7	52.3	54.5
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	35.8	-	57.0	55.0
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	-	-	-	-
ENERTOLIMA	39.5	42.4	69.1	75.0
CASANARE	-	-	-	-
CEO	15.5	47.2	2.7	19.9

Tabla 9 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =1; Categoría Riesgo= 3

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	-	-	-	-
CHEC	38.1	57.0	65.4	58.7
CEDENAR	-	-	-	-
EDEQ	-	-	-	-
ESSA	-	-	-	-
EPSA	-	-	-	-
EPM	30.2	34.4	30.5	25.4
EEC	-	-	-	-
ENELAR	-	-	-	-
EMSA	92.1	71.5	78.2	88.3
CENS	-	-	-	-
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	-	-	-	-
HUILA	-	-	-	-
CAQUETA	-	-	-	-
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	-	-	-	-
PUTUMAYO	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
EEP	12.6	19.4	49.9	50.0
CODENSA	-	-	-	-
ELECTRICARIBE	41.8	39.8	65.2	66.2
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	-	-	-	-
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	-	-	-	-
ENERTOLIMA	57.0	65.1	77.1	117.6
CASANARE	-	-	-	-
CEO	-	-	-	-

Tabla 10 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =2; Categoría Riesgo= 1

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	50.3	45.1	54.4	67.0
CHEC	-	-	-	-
CEDENAR	29.4	51.3	66.7	27.6
EDEQ	151.4	151.1	143.5	147.2
ESSA	-	-	-	-
EPSA	74.2	67.5	87.4	81.3
EPM	32.9	24.9	31.9	54.1
EEC	54.4	64.4	85.2	72.1
ENELAR	-	-	-	-
EMSA	-	-	-	-
CENS	-	51.4	67.0	55.9
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	-	-	-	-
HUILA	82.6	52.7	47.2	50.3
CAQUETA	-	-	-	-
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	77.6	55.5	41.5	53.1
PUTUMAYO	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
EEP	-	-	-	-
CODENSA	26.3	33.1	39.6	38.6
ELECTRICARIBE	54.8	55.6	127.3	112.1
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	30.0	-	-	-
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	-	-	-	-
ENERTOLIMA	23.1	35.3	53.7	106.8
CASANARE	-	-	-	-
CEO	11.3	39.2	4.4	33.0

Tabla 11 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =2; Categoría Riesgo= 2

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	86.5	64.6	108.6	127.3
CHEC	76.9	73.3	84.1	80.8
CEDENAR	-	-	-	-
EDEQ	169.7	162.6	206.7	208.1
ESSA	-	-	-	-
EPSA	72.5	68.6	91.6	84.5
EPM	60.9	52.6	65.8	59.6
EEC	88.6	85.4	101.6	80.5
ENELAR	43.4	-	-	-
EMSA	110.6	121.9	163.1	182.7
CENS	-	5.0	22.0	39.0
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	37.2	49.1	36.5	44.9
EMEE	-	-	-	-
HUILA	127.6	81.2	97.5	63.5
CAQUETA	78.0	107.0	105.7	45.6
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	-	-	-	-
PUTUMAYO	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
EEP	24.9	39.6	79.0	86.4
CODENSA	50.1	63.4	77.9	87.3
ELECTRICARIBE	37.9	51.2	88.9	89.8
BAJO PUTUMAYO	37.6	527.2	38.5	39.0
EMCALI	-	-	-	-
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	-	-	-	-
ENERTOLIMA	71.5	84.3	128.0	153.2
CASANARE	75.9	52.0	38.9	44.2
CEO	11.8	56.2	3.3	31.4

Tabla 12 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =2; Categoría Riesgo= 3

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	147.1	135.3	107.0	184.1
CHEC	106.2	159.5	165.7	182.2
CEDENAR	-	-	-	-
EDEQ	-	-	-	-
ESSA	-	-	-	-
EPSA	36.9	33.2	37.8	32.0
EPM	77.2	68.4	76.0	81.9
EEC	-	-	-	-
ENELAR	-	-	-	-
EMSA	208.4	222.1	262.9	265.6
CENS	-	26.8	55.6	44.5
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	-	-	-	-
HUILA	-	-	-	-
CAQUETA	-	-	-	-
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	-	-	-	-
PUTUMAYO	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
EEP	-	-	-	-
CODENSA	85.8	74.9	156.1	197.6
ELECTRICARIBE	49.1	65.2	110.2	113.1
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	-	-	-	-
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	11.7	9.9	105.9	119.0
ENERTOLIMA	-	-	-	-
CASANARE	-	-	-	-
CEO	-	-	-	-

Tabla 13 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =3; Categoría Riesgo= 1

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	78.1	41.9	88.7	67.7
CHEC	83.4	124.8	187.5	159.7
CEDENAR	31.1	70.5	76.9	37.1
EDEQ	-	-	-	-
ESSA	-	-	-	-
EPSA	60.0	67.5	89.5	68.9
EPM	49.4	64.0	110.6	102.2
EEC	48.1	45.5	51.6	43.8
ENELAR	150.4	84.5	69.4	70.4
EMSA	-	-	-	13.0
CENS	-	37.5	50.7	52.6
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	3.0	-	-	-
HUILA	82.1	50.6	44.9	40.8
CAQUETA	107.9	178.8	321.1	211.6
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	85.2	57.0	46.5	-
PUTUMAYO	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
EEP	-	-	-	-
CODENSA	32.2	51.4	70.1	53.4
ELECTRICARIBE	54.5	57.8	114.9	106.5
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	-	-	-	-
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	-	-	-	-
ENERTOLIMA	77.5	80.7	158.4	144.2
CASANARE	303.9	96.7	87.8	77.6
CEO	7.9	31.1	2.3	23.6

Tabla 14 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =3; Categoría Riesgo= 2

Empresa	2010	2011	2012	2013
CHEC	60.8	71.1	79.5	88.9
CEDENAR	25.4	37.6	74.7	142.7
EDEQ	82.9	102.0	87.5	71.0
ESSA	-	-	-	-
EPSA	156.3	149.3	186.1	230.4
EPM	89.4	80.4	100.9	104.8
EEC	105.3	88.0	107.7	135.6
ENELAR	91.4	-	-	-
EMSA	141.7	144.0	116.8	115.0
CENS	-	49.7	65.5	57.7
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	-	-	-	-
HUILA	125.2	77.8	67.9	67.4
CAQUETA	127.3	184.7	192.3	107.5
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	-	-	-	-
PUTUMAYO	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
EEP	-	-	-	-
CODENSA	67.4	72.1	90.3	139.9
ELECTRICARIBE	22.5	72.4	138.3	161.0
BAJO PUTUMAYO	80.0	223.9	59.7	37.5
EMCALI	-	-	-	-
GUAVIARE	55.2	110.5	53.1	48.3
DISPAC	-	1.9	139.4	172.7
ENERTOLIMA	64.7	58.6	127.3	131.5
CASANARE	100.4	47.5	46.1	59.2
CEO	9.8	85.1	6.9	60.4

Tabla 15 - SAIFI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =3; Categoría Riesgo= 3

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	57.8	40.9	35.8	82.7
CHEC	106.6	166.5	134.2	133.4
CEDENAR	-	-	-	-
EDEQ	-	-	-	-
ESSA	-	-	-	-
EPSA	-	-	-	-
EPM	102.7	81.9	115.9	115.3
EEC	76.9	130.0	131.0	121.9
ENELAR	-	-	-	-
EMSA	199.6	217.0	254.1	280.6
CENS	-	36.5	45.3	53.0
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	-	-	-	-
HUILA	-	-	-	-
CAQUETA	-	-	-	-
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	-	-	-	-
PUTUMAYO	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
EEP	-	-	-	-
CODENSA	68.5	57.9	130.1	177.9
ELECTRICARIBE	49.3	102.9	185.6	245.6
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	-	-	-	-
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	525.1	2.0	112.3	145.3
ENERTOLIMA	-	-	-	-
CASANARE	-	-	-	-
CEO	-	-	-	-

Tabla 16 - SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =1; Categoría Riesgo= 1

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	3.2	2.9	2.6	2.6
CHEC	-	-	-	-
CEDENAR	22.1	36.6	53.7	39.8
EDEQ	13.3	11.4	12.1	13.2
ESSA	17.6	13.1	12.1	11.7
EPSA	15.2	14.2	11.3	11.7
EPM	15.3	16.3	17.6	18.9
EEC	41.5	47.8	50.3	43.4
ENELAR	-	-	-	-
EMSA	-	-	-	-
CENS	-	6.1	13.2	11.1
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	7.0	5.6	8.1	6.8
EMEE	-	-	-	-
HUILA	34.5	18.1	12.8	12.4
CAQUETA	-	-	-	-
RUITOQUE	2.5	3.6	5.5	10.3
EMEVASI	-	-	-	-
PUTUMAYO	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
EEP	-	-	-	-
CODENSA	-	-	-	-
ELECTRICARIBE	22.3	35.1	56.7	45.8
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	16.2	15.4	20.4	17.2
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	-	-	-	-
ENERTOLIMA	-	-	-	-
CASANARE	-	-	-	-
CEO	10.2	36.0	16.9	7.7

Tabla 17 - SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =1; Categoría Riesgo= 2

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	5.1	7.7	6.0	2.4
CHEC	33.1	34.6	42.1	34.4
CEDENAR	-	-	-	-
EDEQ	11.6	12.3	10.0	10.1
ESSA	-	-	-	-
EPSA	20.8	17.0	13.8	13.5
EPM	6.7	7.0	6.6	6.2
EEC	43.0	47.0	50.5	50.2
ENELAR	-	-	-	-
EMSA	10.1	10.4	6.1	3.2
CENS	-	28.2	58.8	65.3
CARTAGO	-	0.0	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	-	-	-	-
HUILA	-	-	-	-
CAQUETA	-	-	-	-
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	-	-	-	-
PUTUMAYO	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
EEP	2.5	7.4	16.6	14.6
CODENSA	35.3	42.1	43.7	57.2
ELECTRICARIBE	29.7	38.9	57.5	47.3
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	1,706.3	-	3,417.2	2,570.3
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	-	-	-	-
ENERTOLIMA	4.1	10.6	23.2	34.3
CASANARE	-	-	-	-
CEO	16.9	30.7	2.9	17.0

Tabla 18 - SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =1; Categoría Riesgo= 3

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	-	-	-	-
CHEC	25.9	34.7	42.4	38.0
CEDENAR	-	-	-	-
EDEQ	-	-	-	-
ESSA	-	-	-	-
EPSA	-	-	-	-
EPM	13.7	16.0	14.5	9.4
EEC	-	-	-	-
ENELAR	-	-	-	-
EMSA	10.8	8.3	7.9	10.7
CENS	-	-	-	-
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	-	-	-	-
HUILA	-	-	-	-
CAQUETA	-	-	-	-
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
PUTUMAYO	-	-	-	-
EEP	3.3	19.0	62.8	65.5
CODENSA	-	-	-	-
ELECTRICARIBE	21.1	34.5	51.9	60.6
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	-	-	-	-
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	-	-	-	-
ENERTOLIMA	5.8	26.6	43.9	86.3
CASANARE	-	-	-	-
CEO	-	-	-	-

Tabla 19 - SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =2; Categoría Riesgo= 1

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	8.8	10.9	6.8	10.4
CHEC	-	-	-	-
CEDENAR	20.0	45.7	72.3	34.6
EDEQ	27.6	41.6	28.5	33.4
ESSA	-	-	-	-
EPSA	36.9	28.6	30.7	22.7
EPM	22.3	21.8	17.3	17.4
EEC	91.8	88.5	131.9	98.1
ENELAR	-	-	-	-
EMSA	-	-	-	-
CENS	-	53.0	91.4	104.6
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	-	-	-	-
HUILA	47.0	27.0	21.1	22.0
CAQUETA	-	-	-	-
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	70.5	63.4	58.9	154.4

Empresa	2010	2011	2012	2013
PUTUMAYO	-	-	-	-
EEP	-	-	-	-
CODENSA	32.3	28.4	35.2	32.7
ELECTRICARIBE	61.6	77.9	195.3	111.9
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	1,840.5	-	-	-
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	-	-	-	-
ENERTOLIMA	4.0	21.1	43.0	88.1
CASANARE	-	-	-	-
CEO	11.4	96.2	6.4	44.3

Tabla 20 -: SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =2; Categoría Riesgo= 2

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	21.8	23.1	18.1	13.8
CHEC	59.9	63.3	89.4	81.7
CEDENAR	-	-	-	-
EDEQ	23.3	40.3	70.2	59.6
ESSA	-	-	-	-
EPSA	37.1	29.4	33.4	26.2
EPM	25.5	26.8	31.5	30.7
EEC	160.8	92.6	146.1	133.9
ENELAR	22.1	-	-	-
EMSA	8.0	14.5	24.8	19.0
CENS	-	4.4	24.0	31.1
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	15.0	19.3	13.4	20.8
EMEE	-	-	-	-
HUILA	57.9	48.5	26.2	19.8
CAQUETA	37.8	47.6	35.3	32.2
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
PUTUMAYO	-	-	-	-
EEP	7.4	36.2	157.4	125.0
CODENSA	46.3	52.9	63.6	60.7
ELECTRICARIBE	23.1	57.8	91.8	83.6
BAJO PUTUMAYO	73.2	64.9	33.6	377.8
EMCALI	-	-	-	-
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	-	-	-	-
ENERTOLIMA	14.7	31.7	65.6	98.3
CASANARE	21.7	20.6	29.9	45.0
CEO	20.6	35.4	2.5	29.3

Tabla 21 - SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =2; Categoría Riesgo= 3

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	31.7	26.9	15.9	18.7
CHEC	76.3	170.0	234.2	242.5
CEDENAR	-	-	-	-
EDEQ	-	-	-	-
ESSA	-	-	-	-
EPSA	13.0	12.0	14.2	13.8
EPM	27.1	32.9	43.4	35.5
EEC	-	-	-	-
ENELAR	-	-	-	-
EMSA	16.9	10.0	22.4	42.5
CENS	-	8.8	57.2	81.3
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	-	-	-	-
HUILA	-	-	-	-
CAQUETA	-	-	-	-
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
PUTUMAYO	-	-	-	-
EEP	-	-	-	-
CODENSA	111.8	66.7	132.1	171.7
ELECTRICARIBE	30.5	62.8	113.0	100.1
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	-	-	-	-
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	20.8	62.2	38.3	46.6
ENERTOLIMA	-	-	-	-
CASANARE	-	-	-	-
CEO	-	-	-	-

Tabla 22 SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =3; Categoría Riesgo= 1

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	17.6	16.1	16.4	12.3
CHEC	122.4	97.9	125.5	148.8
CEDENAR	27.1	77.5	141.2	56.7
EDEQ	-	-	-	-
ESSA	-	-	-	-
EPSA	26.7	49.4	24.9	22.4
EPM	37.9	15.0	32.1	25.8
EEC	134.9	163.1	143.5	121.5
ENELAR	86.8	68.1	49.0	56.8
EMSA	-	-	-	3.2
CENS	-	63.8	139.7	155.0
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	-	-	-	-
HUILA	65.0	37.0	34.1	31.7
CAQUETA	42.6	102.5	67.5	53.2
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	67.4	62.1	61.9	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
PUTUMAYO	-	-	-	-
EEP	-	-	-	-
CODENSA	39.9	45.2	51.1	50.9
ELECTRICARIBE	21.5	37.6	94.7	117.5
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	-	-	-	-
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	-	-	-	-
ENERTOLIMA	22.6	34.7	97.8	100.7
CASANARE	107.9	83.4	77.2	78.4
CEO	11.2	39.5	3.6	28.1

Tabla 23 - SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

Categoría IR =3; Categoría Riesgo= 2

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	25.9	20.6	12.8	18.8
CHEC	57.6	136.7	107.9	95.9
CEDENAR	16.6	84.9	342.3	315.0
EDEQ	19.4	19.6	26.3	22.7
ESSA	-	-	-	-
EPSA	84.5	95.7	89.7	112.9
EPM	33.6	41.0	41.7	52.4
EEC	265.6	278.2	334.7	293.0
ENELAR	25.3	-	-	-
EMSA	12.1	15.3	12.3	11.2
CENS	-	60.3	102.0	139.4
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	-	-	-	-
HUILA	142.7	41.0	28.1	29.2
CAQUETA	78.9	88.9	70.7	63.9
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
PUTUMAYO	-	-	-	-
EEP	-	-	-	-
CODENSA	73.8	69.7	98.8	129.1
ELECTRICARIBE	9.7	73.1	121.9	142.3
BAJO PUTUMAYO	51.2	47.3	39.6	60.0
EMCALI	-	-	-	-
GUAVIARE	69.2	33.0	31.3	14.1
DISPAC	-	33.1	555.3	269.0
ENERTOLIMA	22.6	28.9	124.9	125.4
CASANARE	38.9	45.8	36.1	63.6
CEO	24.9	30.8	4.0	47.1

Tabla 24 SAIDI anual por empresa y total País por Grupos de Calidad

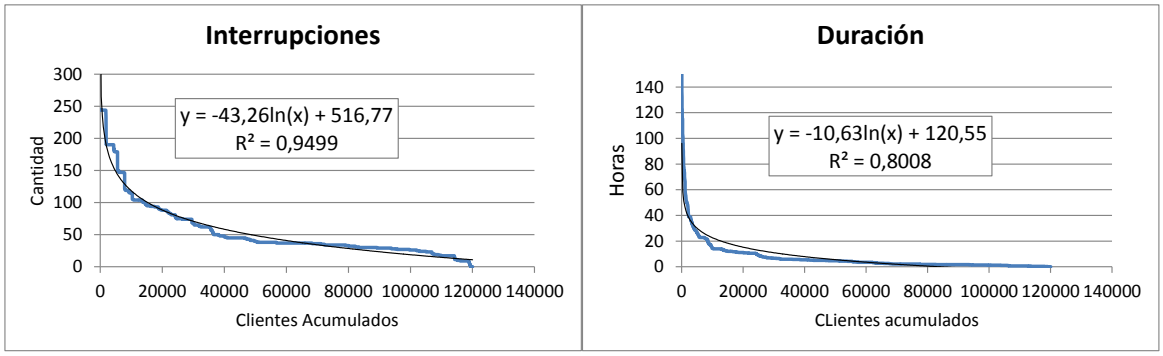
Categoría IR =3; Categoría Riesgo= 3

Empresa	2010	2011	2012	2013
EBSA	22.9	19.0	8.9	11.3
CHEC	103.8	131.8	175.6	165.3
CEDENAR	-	-	-	-
EDEQ	-	-	-	-
ESSA	-	-	-	-
EPSA	-	-	-	-
EPM	40.4	39.8	67.3	58.3
EEC	159.2	180.0	277.1	312.9
ENELAR	-	-	-	-
EMSA	16.0	10.3	24.5	42.8
CENS	-	48.0	75.9	80.2
CARTAGO	-	-	-	-
CETSA	-	-	-	-
EMEE	-	-	-	-
HUILA	-	-	-	-
CAQUETA	-	-	-	-
RUITOQUE	-	-	-	-
EMEVASI	-	-	-	-

Empresa	2010	2011	2012	2013
PUTUMAYO	-	-	-	-
EEP	-	-	-	-
CODENSA	94.8	92.7	156.3	182.4
ELECTRICARIBE	38.5	108.6	162.6	196.9
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	-
EMCALI	-	-	-	-
GUAVIARE	-	-	-	-
DISPAC	184.1	21.3	156.2	139.1
ENERTOLIMA	-	-	-	-
CASANARE	-	-	-	-
CEO	-	-	-	-

Adicionalmente a los cálculos presentados en las tablas anteriores se realizaron análisis más detallados que muestran la curva de distribución acumulada de usuarios para la duración y la frecuencia de interrupción por empresa y grupo de calidad. Debido al volumen de información generada en este análisis, no resulta práctica su inclusión en el cuerpo del informe. La misma se suministrará en los modelos de cálculo desarrollados específicamente, cuya denominación es la siguiente: XXXX-V2.xlsm, donde XXXX corresponde al código de empresa.

A modo de ejemplo se presentan los resultados obtenidos para la empresa 500 para el grupo de calidad Ruralidad 2, Riesgo 1:



Por ejemplo si observamos la curva de interrupciones y entramos por el eje ordenadas en el valor 100 observamos sobre el eje de abscisas aproximadamente 15000 clientes. Esto nos indica que 15000 clientes tienen 100 o más interrupciones. Un análisis similar puede hacerse de la curva de Duración.

2. ESTIMACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD TEÓRICOS

2.1. DETERMINACIÓN DE LAS TASAS DE INDISPONIBILIDAD TEÓRICAS

El objetivo de esta sección, es presentar los criterios utilizados para la selección de las tasas de indisponibilidad que permitan calcular los indicadores de calidad de servicio “teóricos”.

El cálculo de indicadores de servicio “teóricos”, requiere disponer de tasas de indisponibilidad “teóricas” para alimentar los modelos de cálculo. Dado que existen diferentes fuentes de información para obtener las tasas de indisponibilidad, se requiere definir los criterios para la selección de las fuentes indicadas.

El primer punto para comprender el problema es la definición del concepto de tasas de indisponibilidad “teóricas”. A los efectos de conceptualizar el problema se adoptan las siguientes definiciones:

1. Función requerida de un activo: es la función o conjunto de funciones de un ítem cuyo cumplimiento se considera necesario para proporcionar un servicio dado.
2. Indisponibilidad: incapacidad de un activo para desenvolver su función en un determinado momento o durante un periodo de tiempo determinado en las condiciones de rendimiento definidas previamente.
3. Falla: Es la disminución total o parcial de la capacidad de un activo de desempeñar su función durante un período de tiempo, donde el ítem deberá ser sometido a mantenimiento o ser sustituido. La falla lleva al ítem al estado de indisponibilidad.
4. Intervenciones programadas: son aquellas acciones operativas o de mantenimiento previamente planeadas y que producen indisponibilidad operativa.
5. Intervenciones no programadas: son aquellas accione operativas de mantenimiento no planeadas y que producen indisponibilidad operativa. Esta indisponibilidad es generada por las fallas.
6. Tasa de indisponibilidad: es la cantidad de veces por año en que se produce indisponibilidad de un activo, por intervenciones programadas o no programadas.
7. Deterioro de activos: es la consecuencia de un proceso complejo por el cual, el equipo deja de poseer las condiciones para cumplir su función adecuadamente, con el grado de confiabilidad que se requiere en el punto del sistema eléctrico donde se encuentra instalado.
8. Reglas del buen arte: se define como el conjunto de normas y estándares internacionales referentes al diseño, construcción, instalación, operación y mantenimiento de equipos para redes eléctricas.
9. Contexto operacional: son las condiciones a las que se encuentran expuestos los activos en su emplazamiento de operación y a las que debe ajustarse su diseño, construcción, instalación, operación y mantenimiento. Dentro de estas condiciones se encuentran los fenómenos climáticos (nivel ceráunico, vientos, nieve, lluvias, temperatura, etc.), y ambientales (vegetación, presencia de animales, contaminación salina, industrial, etc.).

2.1.1. MARCO CONCEPTUAL Y REFERENCIAL

Se denomina “ciclo de vida” de un activo a todo lo que ocurre con el activo desde la idea con la cual se lo crea o incorpora a un proyecto, hasta el descarte final, reciclaje o venta del mismo.

Resumidamente las etapas del ciclo de vida de un activo pueden resumirse en:

Etapa 1 de concepción, proyecto, instalación y puesta en marcha.

- Idea inicial y estudios preliminares.
- Evaluación del contexto total del proyecto, incluyendo estudios de factibilidad técnica, viabilidad económica e impacto ambiental.
- Planeamiento de todas las etapas que abarcará el proyecto.

- Anteproyecto, incluyendo toda la ingeniería básica necesaria.
- Proyecto de detalle y diseño de los procesos.
- Ejecución del proyecto de acuerdo a las etapas planificadas.
- Compra de los elementos necesarios y/o eventual manufactura de los mismos e instalación de todos los elementos de acuerdo al proyecto.
- Puesta en marcha, prueba de todas las instalaciones y aceptación de las mismas.

Etapa 2 de operación, optimización y fin de vida útil.

- Operación de las instalaciones, uso o consumo de los bienes o servicios.
- Evaluación de alternativas de aprovechamiento, incluyendo los posibles Reciclajes o la eventual eliminación de los elementos de la instalación.
- Descarte, reciclaje o venta de la instalación (fin de vida útil).

La tasa de indisponibilidad "teóricas" son aquellas que se consiguen considerando que los activos son diseñados, construidos, instalados, mantenidos y operados de acuerdo a las "reglas del buen arte" y ajustados al contexto operacional durante todo el ciclo de vida útil.

La etapa 1 para las instalaciones eléctricas tiene una duración que van de algunos meses hasta un par de años, e implican importantes decisiones y desembolsos de dinero ya que en esta etapa del proyecto se desarrollan las inversiones.

En cambio las etapa 2 duran varias decenas de años (típicamente 30 a 40 años en activos eléctricos para redes de distribución), e implican desembolsos del orden del 2 al 10% anual del valor de la inversión, según el tipo de activos.

A pesar de la corta duración de la etapa 1, en la misma pueden ocurrir apartamientos de las reglas del buen arte, que pueden generar una importante fuente de incremento de la tasa de indisponibilidad en la etapa 2. Estas indisponibilidades no pueden ser gestionadas en la etapa 2, al menos sin que se modifiquen las características de diseño y montaje que fueron adoptadas en la etapa 1, para lo que se requieren nuevas inversiones. Por esta razón, es que generalmente se convive con ellas durante el ciclo de vida útil incrementando los costos de gestión de operación y mantenimiento y las fallas de los activos.

A modo de ejemplo entre esos apartamientos se pueden citar:

- Inadecuadas especificaciones del equipamiento para donde el mismo debe ser instalado (temperatura y altitud de operación, capacidad, etc.)
- Diseño de las protecciones de la instalación no adecuada al contexto operacional.
- Montaje inadecuado ya sea por la no utilización de las tecnologías, procedimientos o mano de obra adecuada.
- Vicios ocultos del fabricante de equipos que se manifiestan aún luego del período de garantía.

En la etapa 2, los principales apartamientos de las "reglas del buen arte" que generan condiciones de falla y en consecuencia incrementos de la tasa de indisponibilidad tales como por ejemplo:

- Falta de mantenimiento preventivo.
- Planes de mantenimiento no adecuados a las exigencias ambientales (temperatura, nieve, salinidad, precipitaciones, vientos, radiación solar, nivel ceráunico, vegetación, presencia de animales, contaminación, etc.)
- Prácticas de mantenimiento que no son adecuadas al estado actual de la tecnología.

- Sobrecarga de equipos.
- Funcionamiento incorrecto de los dispositivos de protección.
- Utilización de repuestos que no responden a especificaciones técnicas.
- Uso de mano de obra no capacitada para la operación y mantenimiento

La mayoría de las fuentes origen de falla tanto de la etapa 1 y 2 pueden ser evitados mediante el apego a las "reglas del arte", que implica la adecuada gestión de las etapas de ingeniería, la construcción, montaje y operación y mantenimiento de los activos durante toda su vida útil.

2.1.2. CRITERIOS PROPUESTOS PARA LA SELECCIÓN DE LAS FUENTES TASAS DE INDISPONIBILIDAD "TEÓRICAS"

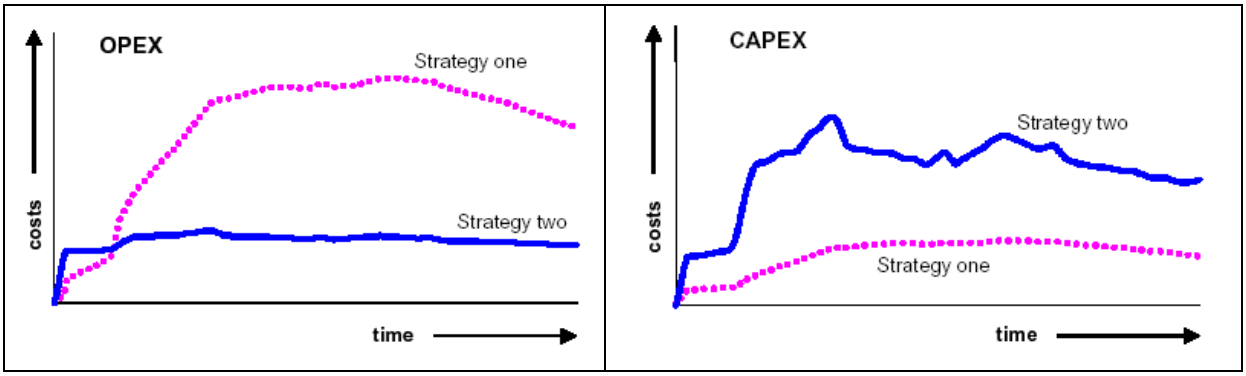
Las tasas de indisponibilidad "teóricas", van a tener siempre como fuente las estadísticas basadas en la gestión que surge de la realidad práctica de las empresas y en particular de las que mejor se adapten al cumplimiento de las "reglas del arte".

Los valores que se obtengan como referencia, serán la mejor aproximación al concepto de tasas de indisponibilidad "teóricas", ya que siempre la gestión real implica en mayor o menor medida algún grado de apartamiento respecto de las "reglas del buen arte".

Las empresas desarrollan la gestión "real" de sus activos sobre la base de estrategias que maximizan sus beneficios en función del contexto operacional, dado por las señales de la calidad impuestas por las reglas que establece la regulación, el contexto operacional y los costos de operación, mantenimiento e inversión.

La gestión real que deciden las empresas puede generar variaciones importantes en las tasas de indisponibilidad no solo por las tasas de fallas naturales de los equipos, y que no pueden ser totalmente evitadas (ej. Deterioro por envejecimiento) sino por las propias políticas de operación y mantenimiento decididas por las empresas (fallas gestionables).

En efecto se pueden plantear al extremo dos estrategias de mantenimiento combinadas con la de inversiones, como se observa en los gráficos siguientes:



Estrategia 1:

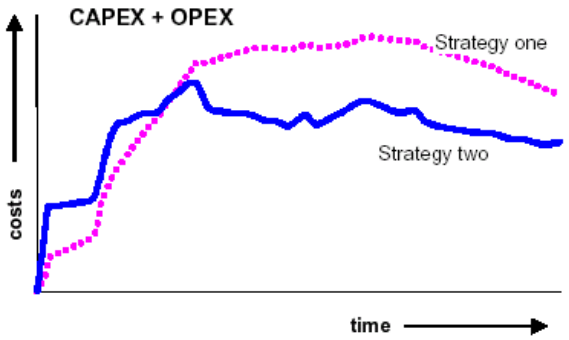
- Mínimo nivel de reemplazos
- Prioriza la reparación antes que el reemplazo
- Bajo nivel de confiabilidad
- Bajo costo total los primeros años.

Estrategia 2:

- Mantenimiento para conservar el nivel de confiabilidad

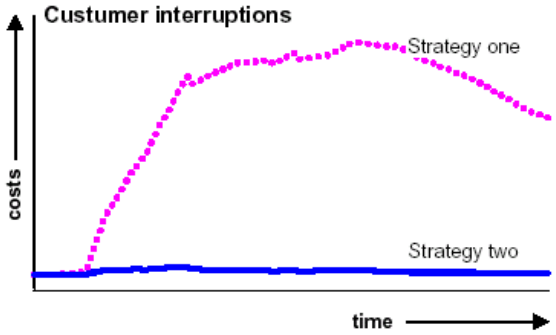
- Reemplazo por envejecimiento
- Costos más altos en los primeros años pero menos costo de ciclo de vida.

Si se considera el costo total se tiene el siguiente gráfico:



Se aprecia que con la estrategia 1 se tienen costos totales más bajos en la primera parte de vida y luego se incrementan, en cambio la estrategia 2 tiene costos totales más estables.

El nivel de interrupciones al cliente debido a la tasa de indisponibilidad para cada estrategia es la que se muestra en el siguiente gráfico:



En el caso de la estrategia 2 se tienen tasas de indisponibilidad relativamente bajas, en cambio en la estrategia 1 las tasas son bajas al principio y presentan grandes incrementos con el tiempo.

Aquellas empresas que presentan las tasas de indisponibilidad más bajas, y por ende la menor cantidad de interrupciones a sus clientes, son las que mejor se aproximan al concepto de indisponibilidad teórica, ya que sus políticas de gestión de O&M son las que tienen menores apartamientos respecto de las reglas del arte. Por lo indicado, es que las tasas de indisponibilidad que se tomen como referencia, deben ser valores representativos del rango más bajo para las fuentes de referencia.

Con los conceptos definidos anteriormente es que se pueden plantear diversas fuentes de tasas de indisponibilidad:

1. Tasas de indisponibilidad de clase mundial: son estándares internacionales basados en estadísticas de empresas eléctricas, que presentan indicadores de calidad de servicio de alta performance a nivel mundial.
2. Tasas de indisponibilidad de Colombia: son estándares locales basados en estadística de empresas que operan en Colombia.

2.1.3. TASAS DE FALLA DE CLASE MUNDIAL

Se ha relevado de la bibliografía internacional tasas de falla correspondiente a empresas que representan una frontera en término de disponibilidad de equipamiento. La bibliografía es abundante y en general presentan valores que difieren apreciablemente, para esta ocasión se han obtenido valores de las siguientes referencias:

Ref.1: Distribution System Component Failure Rates and Repair Times – An Overview, Fredrik Roos y Sture Lindahl.

Ref.2: Eindhoven -University of Technology Netherlands, Literature Search for Reliability Data Components in Electric Distribution Networks, M.H.J Bollen, 1993

Ref. 3: Study and Analysis of Distribution Equipment Reliability Data, Elforsk rapport, 2010

Ref.4: The failure rates of overhead distribution system components, IEEE, Horton, W.F.; California Polytech. State Univ., San Luis Obispo, CA, USA; Goldberg, Saul; Volkman, C.A.

En la tabla siguiente se presente a modo de referencia el relevamiento de las tasas de indisponibilidad de clase mundial relevada en la mencionada literatura:

Tasas de indisponibilidad de clase mundial			
Fuente	**Aplicación**	**Aéreo (fallas/km)****	**Subt.(fallas/km)****
Ref.1	Finlandia-Noruega	0,010	0,010
Ref.2	Países bajos	N.D.	0,020
Ref. 3	Suecia	0,108	N.D.
Ref. 3	Noruega	0,039	N.D.
Ref. 3	Dinamarca	0,038	N.D.
Ref. 3	Alemania y Suiza	0,158	N.D.
Ref. 3	USA	0,100	N.D.
Ref.3	IEEE	0,044	N.D.
Ref. 4	IEEE-Urbano (USA)	0,008	N.D.
Ref. 4	IEEE-Rural (USA)	0,012	N.D.

**Las tasas de indisponibilidad consideran fallos en la línea y en el transformador. Las tasas de este último componente se consideraron referidas a 10 km de línea para mantener la homogeneidad de las unidades en la suma de las tasas.

Las tasas de indisponibilidad observadas en las referencias analizadas son valores bajos y tal como se indicó presentan una dispersión apreciable. Otro aspecto relevante es que salvo el caso de la Ref. 4 los valores obtenidos no presentan desagregación alguna que puede presentar relación con los grupos de calidad considerados en la regulación colombiana. Finalmente, se menciona que la Ref. 4 hace referencia exclusivamente a interrupciones debidas a fallas de los equipamientos, no considera fallas producidas por elementos externos (p.e. descargas producidas por animales)

Finalmente se propone adoptar para este estudio el promedio simple que resulta de considerar las referencias 2 y 4, el cual resulta igual a 0,80 fallas/km-año para líneas aéreas de media tensión (para redes rurales se propone incrementar dicha tasa de falla en un 50% tal como lo evidencia la referencia 4) y para transformadores de distribución 0,006

fallas/transformador-año. Los resultados obtenidos en este análisis se presentan en el Anexo I.

2.1.4. DETERMINACIÓN DE LAS TASAS DE INDISPONIBILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD TEÓRICOS.

En este capítulo se describe la metodología empleada para determinar las tasas de indisponibilidad programadas y no programadas reales de las empresas distribuidoras de Colombia, la información de base empleada y las hipótesis adoptadas.

a) Información de base

A continuación se detalla la información de base utilizada:

- Información de Transformadores relativa a interrupciones de servicio – Formato 5.
- Caracterización de circuitos, Circular 35 de 2013.
- Caracterización de Ruralidad y Riesgo para cada municipio.

b) Procesamiento de la información

b.1) Determinación de la cantidad de interrupciones

La información contenida en el formato 5 corresponde a las interrupciones a nivel de transformador, en este caso se han considerado aquellas imputables a la empresa distribuidora tanto programadas como no programadas. Esta información, presenta el inconveniente que no permite discriminar entre indisponibilidades correspondientes a la red de media tensión y a transformadores/red de baja tensión. Por este motivo, se ha analizado para cada circuito tres valores correspondientes a:

- el transformador que experimentó la mayor cantidad de interrupciones.
- el transformador que experimentó la menor cantidad de interrupciones.
- la cantidad de interrupciones promedio experimentadas por todos los transformadores conectados en dicho circuito.

b.2) Caracterización de los circuitos

Para calcular los niveles de falla para cada grupo de calidad ha sido necesario caracterizar la composición de cada circuito respecto del nivel de ruralidad y riesgo. Para esto se ha partido de la caracterización de cada transformador, vinculando su ubicación en cada municipio (código DANE) y la caracterización de dicho municipio en términos de ruralidad y riesgo. Luego se calculó la composición porcentual de acuerdo a la cantidad de clientes ubicados en cada grupo de calidad. De esta forma cada circuito tiene una composición que puede ser variable en términos de grupos da calidad en función de su ubicación y extensión. Como el objetivo de este procesamiento es el de obtener valores referenciales de tasas de falla para cada grupo de calidad se han considerado solamente aquellos alimentadores que poseen al menos el 95% de todos sus clientes ubicados en un mismo grupo de calidad. Con dicho grupo de calidad se ha caracterizado a cada circuito.

b.3) Depuración de la información

Con el objetivo de utilizar la mejor información disponible se procedió a eliminar del cálculo a los circuitos que presentaran las siguientes situaciones:

- Todos los registros de indisponibilidad en cero.
- Circuitos con longitudes inferiores a un kilometro

- Circuitos cuya composición máxima porcentual referida a los grupos de calidad, medida en términos de clientes, fuese inferior al 95%.

c) Resultados obtenidos

En todos los casos válidos se calculó la tasa de interrupciones por unidad de kilometro para indisponibilidades programadas, no programadas y totales. Para cada grupo de calidad se ordenaron los valores máximos, medios y mínimos de interrupciones y se obtuvo la curva de distribución acumulada. A partir de esta curva se determinó el nivel de indisponibilidad por deciles.

Con el objetivo de analizar la correlación existente entre las tasas de fallas obtenidas y el grupo de calidad se realizaron los siguientes ejercicios:

1. Análisis 1: Cálculo de las tasas de falla para cada de calidad (9 grupos)
2. Análisis 2: Cálculo de las tasas de falla para cada ruralidad (3 grupos)
3. Análisis 3: Cálculo de las tasas de falla para cada riesgo (3 grupos)

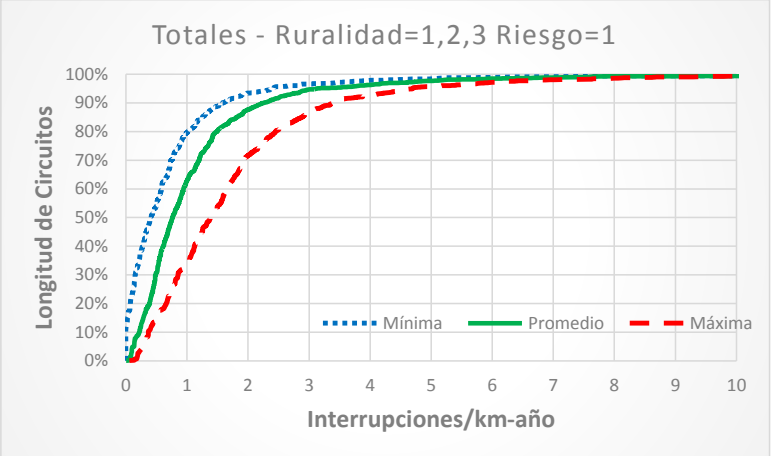
Para simplicidad en la presentación de los resultados se presentan los correspondientes a las tasas de fallas totales, las que son en último caso las que deberían emplearse en el cálculo de confiabilidad. No obstante en las conclusiones se hace referencia a los otros cálculos y adicionalmente se entregan como documentación de este estudio los modelos de cálculos que presentan los tres casos analizados (programadas, no programadas y totales).

Finalmente, en virtud de los resultados obtenidos en cada análisis se ha decidido, por consistencia de los resultados, considerar los resultados del análisis 3 para la determinación de los niveles de calidad teóricos. A continuación se presentan los resultados obtenidos en dicho análisis

c.1) Análisis 3

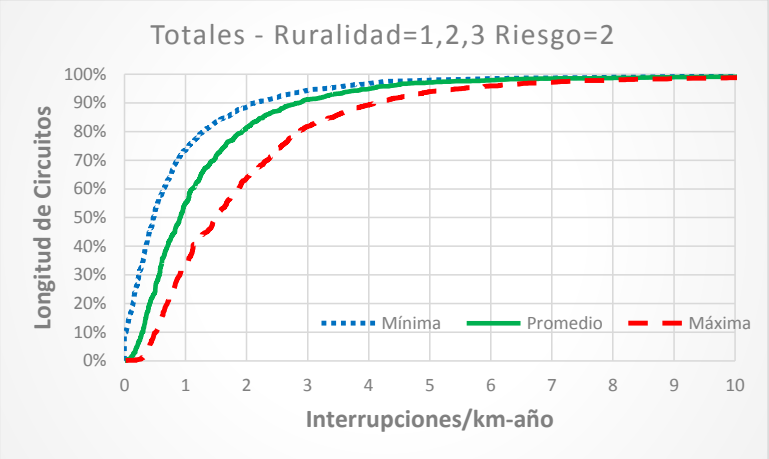
c.1.1) Grupo de ruralidad 1, 2 y 3 y grupo de riesgo 1

Totales - Ruralidad=1, 2 y 3, Riesgo=1 [Interrupciones/km-año]			
Percentil	**Promedio**	**Máxima**	**Mínima**
10%	0,22	0,41	-
20%	0,39	0,71	0,07
30%	0,48	0,92	0,17
40%	0,61	1,17	0,29
50%	0,76	1,52	0,46
60%	0,94	1,81	0,60
70%	1,20	2,18	0,80
80%	1,49	2,60	1,05
90%	2,25	3,61	1,68



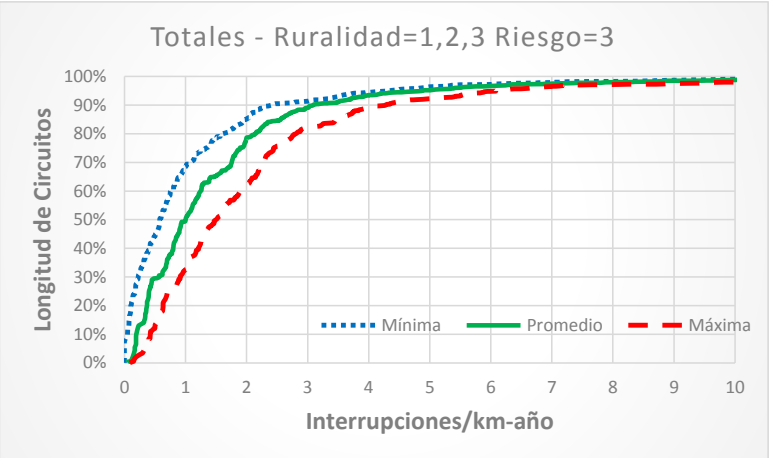
c.1.2) Grupo de ruralidad 1, 2 y 3 y grupo de riesgo 2

Totales - Ruralidad=1, 2 y 3, Riesgo=2 [Interrupciones/km-año]			
Percentil	**Promedio**	**Máxima**	**Mínima**
10%	0,29	0,81	-
20%	0,41	1,03	0,05
30%	0,57	1,43	0,18
40%	0,70	1,74	0,30
50%	0,91	2,13	0,44
60%	1,11	2,51	0,58
70%	1,46	2,90	0,84
80%	1,93	3,58	1,20
90%	2,84	4,65	2,02



c.1.3) Grupo de ruralidad 1, 2 y 3 y grupo de riesgo 3

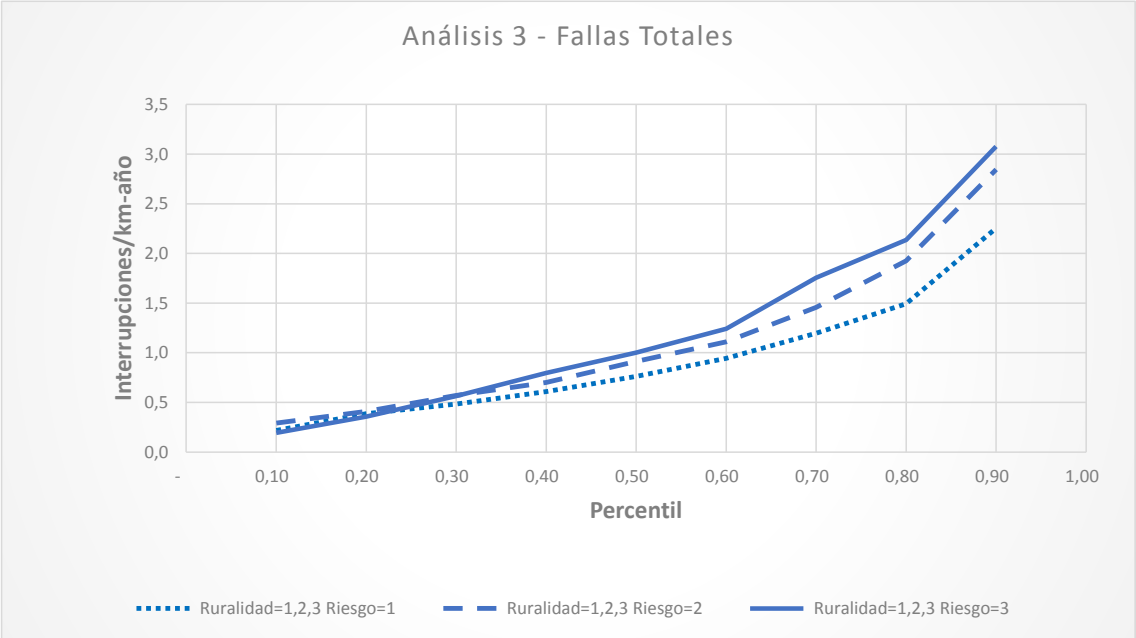
Totales - Ruralidad=1, 2 y 3, Riesgo=3 [Interrupciones/km-año]			
Percentil	**Promedio**	**Máxima**	**Mínima**
10%	0,19	0,40	-
20%	0,36	0,63	0,03
30%	0,56	0,99	0,17
40%	0,80	1,34	0,36
50%	1,00	1,67	0,50
60%	1,24	2,15	0,71
70%	1,75	2,52	1,01
80%	2,13	3,46	1,59
90%	3,08	4,63	2,28



2.1.5. CONCLUSIONES

Para analizar la correlación entre las tasas de fallas obtenidas y el nivel de ruralidad y riesgo se realizaron gráficas agregadas (considerando la tasa de falla media).

Cada curva en estos gráficos es una forma de presentación de la distribución acumulada de las tasas de fallas registradas en circuitos de cada grupo de calidad. Comparando dos curvas cualesquiera, la apreciación general debería ser que la del grupo de calidad de condiciones “más severas” se sitúe consistentemente por encima de la otra. Por otra parte, se tiene la percepción “a priori” de que índices de riesgo 1, 2 y 3 corresponden, respectivamente, a condiciones progresivamente “más severas” para los grupos de calidad; y otro tanto sucede con los índices de ruralidad 1, 2 y 3.



En este caso es posible encontrar una correlación consistente con lo esperable a partir del percentil 30% hasta el último, en donde el nivel de riesgo 3 evidencia la mayor tasa de falla. El nivel de riesgo 2 presenta una curva más cercana al riesgo 3 y finalmente el riesgo 1 es la curva que se ubica por debajo de las anteriores.

Tal como se presentó en el capítulo introductorio respecto de las tasas de interrupciones esperables en los sistemas eléctricos de distribución estos valores dependen fuertemente de la tecnología adoptada, del ambiente en el cual se encuentran instaladas, de las políticas de mantenimiento, de la topología de la red entre otras. Si se observan las tasas de interrupciones obtenidas a partir de referencias internacionales y se las compara con las reales calculadas a partir de la información suministrada por las empresas, se observa una diferencia apreciable entre las mismas, lo cual evidencia una diferencia estructural entre ambas referencias.

Para abordar la determinación de los niveles de calidad teóricos se propone adoptar las tasas de interrupciones reales correspondientes al percentil 30%. La adopción de este percentil permite adoptar implícitamente las mejores prácticas adoptadas por las empresas en Colombia respecto a la operación, mantenimiento e inversión en los sistemas eléctricos de distribución. De esta forma, para las redes de distribución en media tensión aéreas se propone adoptar las tasas de interrupciones a la cual solo el 30% de los alimentadores logra alcanzar, para las redes subterráneas los niveles obtenidos de referencias internacionales y para el caso de los transformadores de distribución los valores correspondiente al estudio “Metodología para la solución de un gran reto tecnológico: la falla de los transformadores de distribución” realizado por la PAAS de la universidad de Colombia, presentado en el informe de Keraunos correspondientes al mismo percentil.

A continuación se resumen los valores seleccionados:

1. Red aérea de media tensión:
   a) Riesgo=1; Ruralidad =1, 2 y 3: 0,480 interrupciones/km-año
   b) Riesgo=2 y 3 ; Ruralidad =1, 2 y 3: 0,560 interrupciones /km-año
2. Red subterránea de media tensión:
   c) Todos los riesgos y ruralidades: 0,015 interrupciones /km-año
3. Transformadores de distribución:

d) Riesgo=1; Ruralidad =1, 2 y 3: 0,098 interrupciones /Trafo-año

e) Riesgo=2; Ruralidad =1, 2 y 3: 0,136 interrupciones /Trafo-año

f) Riesgo=3; Ruralidad =1, 2 y 3: 0,200 interrupciones /Trafo-año

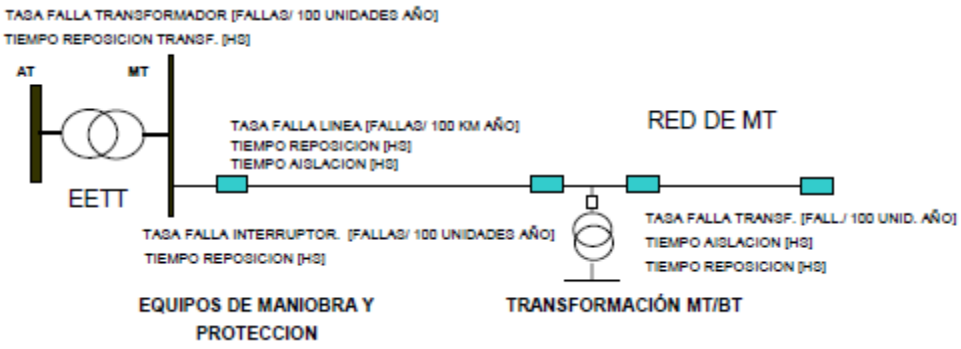
Finalmente, respecto de la tasa de indisponibilidad programada observada a partir de la estadística suministrada por las empresas, se observa que la misma resulta en promedio en una tasa de indisponibilidad 20 veces inferior a la tasa de indisponibilidad no programada (en todos los casos por indisponibilidades atribuibles a la empresa).

Es importante resaltar que a priori no es esperable una correspondencia entre los grupos de calidad y los niveles de calidad obtenidos en cada uno. Esto se debe a que las empresas han desarrollado sus políticas de inversión sobre la base de señales económicas que no tienen necesariamente relación con los grupos de calidad obtenidos en el estudio de Keraunos. Por ejemplo un circuito de media tensión emplazado en una zona de alta ruralidad y riesgo pero de escasa longitud tendrá implícitos niveles de calidad bajos producto de su topología más que por su emplazamiento. Por el contrario, un alimentador muy extenso emplazado en una zona de baja ruralidad y riesgo es esperable tenga niveles de calidad altos. El estudio de Keraunos ha determinado a partir de un análisis muy detallado y completo regiones (conjuntos de calidad) que es de esperar tengan elevada incidencia en los niveles de severidad a los que los sistemas eléctricos están expuestos.

2.2. CÁLCULO DE LOS NIVELES DE CALIDAD TEÓRICOS

En este capítulo se presenta la metodología aplicada y los resultados obtenidos para dar cumplimiento a lo requerido en el numeral 3.1.2 de los términos de referencia del estudio (TdR).

En esta etapa se modelo la red de distribución incorporando hipótesis sobre tasas de falla y tiempos de reparación del equipamiento del sistema con el fin de obtener índice de calidad teóricos para cada uno de los circuitos analizados.



El proceso para desarrollar el estudio teórico comprendió los siguientes pasos:

Se recibieron archivos .ndt y .edt obtenidos a partir de bases de datos en Neplan de 16 circuitos de distribución representativos, junto con archivos Excel con información de conectividad y ubicación de elementos de maniobra.

Los archivos .edt y .ndt caracterizan, en formato tipo texto, la topología de cada circuito, junto con la información de parámetros de líneas (ID, tensión, longitud, impedancia), barras (ID, tensión), transformadores (ID, tensión, capacidad, impedancia, grupo de conexión) y cargas (ID, demanda).

Con el objeto de operar dicha información y obtener, como resultado final, índices de calidad teóricos, se migraron los mencionados archivos al software PowerFactory DIgSILENT, generando de esta manera bases de datos que mantuvieron los datos originales.

En las mencionadas bases, se agregaron los datos de teóricos de tasas de fallas calculados según la metodología descripta en el capítulo anterior y para los tiempos de reparación para líneas y transformadores en base a referencias utilizadas por el consultor en estudios de costos de operación y mantenimiento, los cuales se detallan a continuación:

- Tiempo medio de detección y operación de equipos: 0,5 horas
- Tiempo medio de reparación de líneas aéreas de media tensión: 0,5 horas
- Tiempo medio de reparación de redes subterráneas de media tensión: 2,5 horas
- Tiempo medio de reparación de centros de transformación media a baja tensión: 0,8 horas

En el Anexo II se presenta el análisis de las duraciones reales de las empresas distribuidoras.

Se agregó también la información correspondiente al número de usuarios por transformador para cada circuito a partir de los datos recibidos.

Una vez que la información de cada circuito fue completada, se corrieron flujos de carga, encontrándose sobrecargas en algunos equipos. No obstante, considerando que los sistemas operaban, en condición pre-contingencia, dentro de sus límites nominales, se realizó el análisis de confiabilidad a partir de la herramienta incluida en el software DIgSILENT 14.1.

El módulo de confiabilidad del DIgSILENT 14.1 se describe brevemente a continuación:

La herramienta de cálculo define automáticamente contingencias para todos los elementos del sistema que cuenten con datos de confiabilidad (tasa de falla, tiempo de reparación, etc.). Luego, a partir de un análisis de Efectos de Fallas (Failure Effect Analysis) se examina los estados operativos post-falla del sistema y se siguen una serie de pasos que pueden incluir:

- Despeje de falla mediante la apertura de interruptores (con o sin equipos de protección asociados).
- Restablecimiento de la tensión mediante el cierre de interruptores normalmente abiertos.
- Mitigación de sobrecarga por transferencia de carga y desconexión de carga.
- Mitigación de limitación de tensión por la desconexión de carga

Asimismo debe tenerse en cuenta, como un punto importante, el modelado de los switches utilizados como elementos de maniobra. Estos pueden modelarse con capacidad de corte de corriente de falla (interruptores, reconectadores, cortacircuitos) o sin capacidad de corte (seccionadores). Esta característica define la respuesta del análisis de confiabilidad, pues en función de la característica del equipo instalada se tendrá un corte de carga de una proporción y duración variable. Asimismo, es posible definir si los equipos son telecontrolados o deben reponerse manualmente, y en ambos casos, puede configurarse dicho tiempo de actuación. Teniendo en cuenta lo antes expuesto, en las bases de datos se modelaron los elementos de protección en su ubicación informada y según el tipo de equipamiento descrito (seccionador, cortacircuito, reconectador, etc.)

Como resultado del análisis de efecto de falla, junto con los datos de confiabilidad que se tienen de los equipos del sistema y los métodos de cálculo empleados se determina si las fallas del sistema conducen a interrupciones de suministro, cuales son las cargas afectadas y por cuanto tiempo. A partir de esta información se generan los índices estadísticos.

La herramienta de evaluación de confiabilidad produce dos tipos de índices:

- Índices de puntos de carga.

- Índices del sistema.

Definiciones de parámetros

En las definiciones de los índices de confiabilidad, se utilizan los siguientes parámetros:

- Ci: Número de clientes suministrados por el punto de carga i
- Ai: Número de clientes afectados por una interrupción en el punto de carga i
- Frk: Frecuencia de ocurrencia de la contingencia k
- prk: Probabilidad de ocurrencia de la contingencia k
- Fracik: es la fracción de la carga que se pierde en el punto de carga i, para la contingencia k
- C: Número de clientes
- A: Número de clientes afectados
- Lm: kVA totales interrumpidos, para cada evento de interrupción, m
- rm: Duración de cada evento de interrupción, m
- Lt: kVA totales suministrados
- Pci: Potencia activa contratada en el punto de carga i

Índices de punto de carga

ACIF: Frecuencia de interrupción promedio (a nivel cliente). Tiene en cuenta la frecuencia de ocurrencia dé cada contingencia y la fracción de carga que se pierde en cada caso.

$$ACIF = \sum_{K} Frk \cdot frac_{i,k} \qquad [1/a]$$

ACIT: Tiempo de interrupción promedio (a nivel cliente). Tiene en cuenta la tasa de falla del punto de carga analizado por el tiempo medio de reparación de dicho nodo y la fracción de carga que se pierde en cada caso.

$$ACIT = \sum_{K} 8760.Prk \cdot frac_{i,k} \qquad [h/a]$$

Índices del Sistema

SAIFI: índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema, en unidades de [1/C/a], indica cuan a menudo el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante el periodo especificado en el cálculo.

CAIFI: índice de frecuencia de interrupción promedio por cliente afectado, en unidades de [1/Ha/a], es la frecuencia media de interrupciones sostenidas para aquellos clientes que experimentan interrupciones sostenidas. Cada cliente es contado una única vez sin importar el número de veces interrumpido.

SAIDI: índice de duración de interrupción promedio del sistema, en unidades de [h/C/a], indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante el periodo de cálculo.

CAIDI: índice de duración de interrupción promedio por cliente, en unidades de [h], es el tiempo medio para restablecer el servicio.

$$SAIFI = \frac{\sum ACIF_i \cdot C_i}{\sum C_i} \qquad [1/C/a]$$

$$CAIFI = \frac{\sum ACIF_i \cdot C_i}{\sum A_i} \qquad [1/A/a]$$

$$SAIDI = \frac{\sum ACIT_i \cdot C_i}{\sum C_i} \qquad [h/C/a]$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \qquad [h]$$

2.3. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD: REPORTES

A continuación se presentan los resultados teóricos de los principales índices de calidad de servicio de 16 circuitos representativos.

EMPRESA	Circuito	Rurjalidad	Externalidad	Indisponibilidad [ind./año]		Reparación [horas/ind.]		Resultados		
				Red	SED	Red	SED	SAIFI	SAIDI	ENS
CEDENAR	15CH01	2	1	0.48	0.10	0.5	1.3	13.90	11.54	53.81
CENS	TIBG11	3	3	0.56	0.20	0.5	1.3	24.81	20.54	48.48
	BELC27	1	1	0.48	0.10	0.5	1.3	4.37	3.93	12.93
CHEC	HER30L13	1	2	0.56	0.14	0.5	1.3	2.52	2.56	2.09
CODENSA	VE23	1	1	0.48	0.10	0.5	1.3	3.68	3.37	13.73
	LE11D	1	1	0.48	0.10	0.5	1.3	7.14	6.47	10.13
	LM12D	2	2	0.56	0.14	0.5	1.3	14.01	12.83	19.01
EBSA	14713	1	1	0.48	0.10	0.5	1.3	3.14	3.08	14.37
	15314	3	3	0.56	0.20	0.5	1.3	8.22	8.10	0.25
ELECTRICARIBE	10806902	2	2	0.56	0.14	0.5	1.3	33.74	33.78	15.02
	10837601	2	2	0.56	0.14	0.5	1.3	19.34	19.38	11.42
ELECTROHUILA	RITP	2	2	0.56	0.14	0.5	1.3	5.81	5.85	0.78
EMPRESA MUNICIPAL	A0110	3	1	0.48	0.10	0.5	1.3	4.77	4.80	2.59
EMSA	AC0104	2	2	0.56	0.14	0.5	1.3	7.51	7.55	10.18
ENELAR	302	2	2	0.56	0.14	0.5	1.3	15.54	10.54	62.18
EPSA	10000142	1	2	0.56	0.14	0.5	1.3	6.55	6.59	77.40

3. ESTIMACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD ÓPTIMOS

En este capítulo se presenta la metodología aplicada y los resultados obtenidos para dar cumplimiento a lo requerido en el numeral 3.1.3 de los términos de referencia del estudio (TdR).

Con la información del sistema de distribución se pretende obtener los niveles de energía no suministrada para los 16 circuitos representativos (de un total de 24), para diferentes escenarios de costos de inversión. Particularmente, se pretende obtener un modelo de cálculo que permita estimar la curva de costos del distribuidor en función de la energía no suministrada total (ENSt) y que promueva niveles de calidad óptimos para la red en términos económicos.

Las tareas de optimización se harán utilizando la herramienta de cálculo DIgSILENT para el diseño eléctrico de aproximadamente 7 variantes para cada uno de los circuitos representativos, para cada una de ellas se calcularán los índices de calidad teóricos, a partir de los cuales se determinará el nivel energía no suministrada que luego será valorizada al costo de no suministro (precio de referencia utilizado de 1500 USD/MWh). Es importante mencionar que la determinación del costo de la energía no suministrada requiere de un estudio específico el cual no se dispone en esta oportunidad, por lo que el valor adoptado surge como valor medio de referencias de varios países de la región y de cálculos recientes realizados por este consultor en estudios específicos. De todas formas, es importante resaltar que el mismo constituye un valor indicativo y que dada la relativamente baja sensibilidad de la curva de costo total (CENS+Costo de inversión) al CENS (en la medida que el valor ideal se encuentre en el entorno de dicho valor p.e. +- 30%) las conclusiones no variaran significativamente.

Finalmente se identificará aquel escenario que minimice el resultado de los costos de inversión más los costos de energía no suministrada que genere el circuito.

Es importante mencionar que los resultados obtenidos en este capítulo deben considerarse como aproximaciones razonables al comportamiento esperado de cada uno de los circuitos analizados, bajos las hipótesis y supuestos adoptados, los cuales diferirán del desempeño real de cada uno en la operación real. Por lo dicho, este ejercicio pretende realizar una análisis comparativo entre cada alternativa permitiendo identificar cuál de ellas determina el menor nivel de costo total (inversiones + costo de la energía no suministrada).

A continuación se presenta la metodología utilizada para alcanzar los objetivos de calidad del presente apartado.

3.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

En términos generales, la metodología se basa en modelar sobre los circuitos representativos diversas alternativas de inversión con el objetivo de determinar cuál de ellas minimiza el costo total considerando las siguientes hipótesis:

- Las redes operarán radialmente.
- Se asume que la ocurrencia de las fallas será aleatoria y equiprobables a lo largo de la red. Las fallas consideradas son las que se originan exclusivamente en la red de MT, red de BT y en transformadores MT/BT.
- Las fallas consideradas son todas aquellas que requieren de la operación de algún equipo de protección. Los elementos de protecciones son considerados 100% confiables.
- Se considerará la posibilidad de transferencia de algunos tramos de red (cierre) para ser alimentados desde otro alimentador por medio de la operación de equipos de maniobra.

3.1.1. CIRCUITOS REPRESENTATIVOS

Constituyen los 16 circuitos para los cuales se cuenta con información modelada en DIgSILENT.

3.1.2. EQUIPO DE MANIOBRA Y/O PROTECCIÓN

Sobre los circuitos se modelarán equipos de protección y/o maniobra identificados como:

- Seccionadores bajo carga: no opera ante fallas en la línea, debiendo operar la protección instalada aguas arriba del seccionador.
- Seccionadores fusibles: actúa en caso de falla de la línea protegida.

La diferencia entre los equipos se debe a las distintas formas de operación de cada uno de ellos y a las distintas consecuencias que producen, en sentido de calidad de servicio, sobre el sistema de distribución. Para clarificar la operación del equipamiento se cita a continuación un ejemplo en el cual se considera una configuración simplificada de un circuito, que está compuesto por una subestación transformadora MT/MT, red de MT, un seccionador bajo carga y un seccionador fusible. El seccionador fusible opera ante una falla activa aislando inmediatamente al tramo afectado y a aquellos que se encuentren aguas abajo de la protección mientras que el seccionador bajo carga, no opera ante una falla activa, por lo que provocará que actúe alguna protección aguas arriba y como consecuencia será mayor la cantidad de tramos afectados.

Para ejemplificar esto se presenta el siguiente gráfico:

Figura 3 - Ejemplo - Esquema de la red de MT

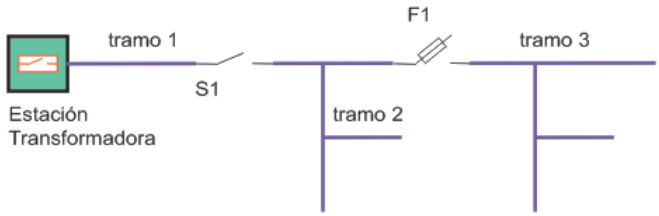
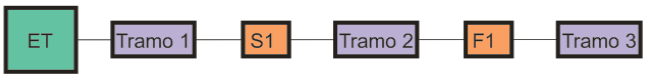


Figura 4 - Ejemplo - Modelado de la red de MT



S1: Seccionador

F1: Seccionador fusible.

Tramo1, Tramo 2 y Tramo 3: tramos de línea

Se pueden dar las siguientes situaciones:

- Falla del tramo 3: actúa el seccionador fusible F1.
- Falla del tramo 2: actúa el interruptor de la E.T y salen de servicios los dos tramos.

3.1.3. ESCENARIOS DE INVERSIÓN

En cuanto a los casos se consideraron una serie de escenarios de inversión para los cuales se calculó la ENS.

Para valorizar cada alternativa de inversión se adoptaron los precios unitarios y las vidas útiles publicados en la resolución CREG 097-2008y una tasa de retorno del 10%. A continuación se resumen los principales costos empleados en este cálculo:

Componente	Valor	Unidad
Interruptor 33 kV	330.511.000	$/unidad
Interruptor 13,2 kV	211.154.000	$/unidad
Reconectador 33 kV	73.482.000	$/unidad
Reconectador 13,2 kV	42.362.000	$/unidad
Cortacircuito 33 kV	788.000	$/unidad
Cortacircuito 13,2 kV	399.000	$/unidad
Cortacircuito fusible 33 kV	533.000	$/unidad
Cortacircuito fusible 13,2 kV	443.000	$/unidad
Línea 33 kV Urbana conductor desnudo *	83.028.000	$/km
Línea 33 kV Urbana conductor protegido *	144.078.000	$/km
Línea 33 kV Rural conductor desnudo *	51.500.000	$/km
Línea 13,2 kV Urbana conductor desnudo *	72.306.000	$/km
Línea 13,2 kV Urbana conductor protegido *	122.840.000	$/km
Línea 13,2 kV Rural conductor desnudo *	46.830.000	$/km
Cable subterráneo de 33 kV (incluye Canalización) **	194.042.000	$/km
Cable subterráneo de 13,2 kV (incluye Canalización) **	130.111.000	$/km

* Se consideraron conductores de sección intermedia y redes de circuito sencillo

** Se consideraron conductores de sección intermedia.

A continuación se presentan un detalle de cada uno de los escenarios considerados:

a) Escenarios de inversión 1

Este escenario considera la instalación de equipos de protección sobre la red de MT, los cuales permiten aislar el tramo fallado y los tramos de red conectados aguas debajo del mismo.

Este escenario considera también sub-escenarios los cuales difieren en la cantidad de equipos de protección instalados.

En el siguiente gráfico se presenta un esquema simplificado de la arquitectura de la red considerada en este escenario:

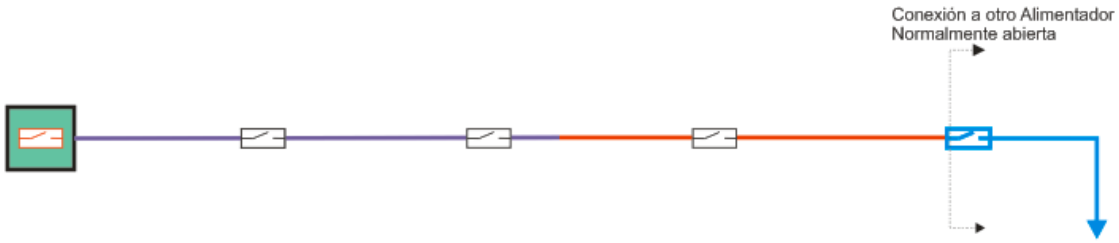
Figura 5 - Escenario 1 - Instalación de equipos de protección

b) Escenarios de inversión 2

Este escenario considera la posibilidad de vinculación con otra fuente de energía en un tramo del circuito de MT, permitiendo de esta forma la reconexión de los tramos de red que puedan aislarse mediante la operación de equipo de maniobra.

En el siguiente gráfico se presenta un esquema simplificado de la arquitectura de la red considerada en este escenario:

Figura 6 - Escenario 2 – Respaldo sobre un tramo del circuito de MT



c) Escenarios de inversión 3

Este escenario considera reemplazar parte de la red de MT por conductor protegido, para lo cual se consideran aquellos tramos de red cuyo flujo de potencia es superior a 1 MVA.

En el siguiente gráfico se presenta un esquema simplificado de la arquitectura de la red considerada en este escenario:

Figura 7 - Escenario 3 – Reemplazo de parte del circuito de MT por conductor protegido.

d) Escenarios de inversión 4

Este escenario considera soterrar parte de la red de MT, para lo cual se consideran aquellos tramos de red cuyo flujo de potencia es superior a 1 MVA.

En el siguiente gráfico se presenta un esquema simplificado de la arquitectura de la red considerada en este escenario:

Figura 8 - Escenario 4 – Soterramiento de parte del circuito de MT

3.1.4. NIVELES DE CALIDAD ÓPTIMO

Es conocido que el sistema de distribución tendrá una calidad determinada en relación al incremento de las inversiones que sea haga, el cual generará una reducción de la ENS y los costos incurridos por este concepto. Esto Implica que la curva de costos incurridos para lograr niveles de calidad de servicio mayores y la de costos por ENS son curvas que tienen una evolución inversa: mientras los gastos de inversiones aumenta para ofrecer mejor calidad, lo niveles de cortes que reciben los usuarios disminuyen con una mejora de la

mencionada calidad. Luego, teniendo en cuenta que todo aumento de calidad provoca un incremento en los costos se debe identificar aquel escenario que minimice los costos totales para el circuito.

La valorización que se adopte para cierto niveles de ENS tendrá influencia de las características del diseño de distribución ya sea por la tecnología utilizada en líneas de BT y MT, particularmente por los equipos de maniobra y/o protección.

En términos económicos, la valorización de las interrupciones de servicio se obtiene multiplicando la energía que un usuario ha dejado de recibir por causa de un corte en el suministro, por la valoración que el mismo realiza de las consecuencias del corte (CENS).

La siguiente figura muestra la evolución de los costos mencionados en función del nivel de confiabilidad, para un valor específico de CENS.

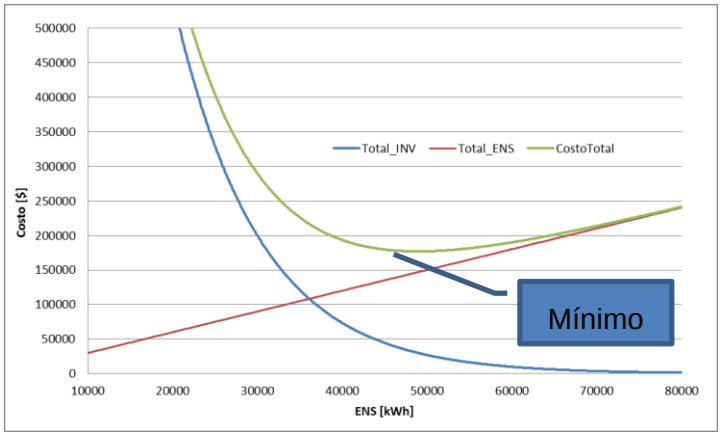


Figura 9 - Costos versus ENS

Para cada circuito representativo se pretende identificar la configuración alcance niveles de calidad óptimo, considerado que refleja el mínimo costo total para el sistema (costo de inversión + costo de energía no suministrada).

3.2. RESULTADOS OBTENIDOS

En este numeral se presentan los resultados obtenidos para la determinación de la configuración óptima relativa a la confiabilidad de cada circuito. En general se han evaluado 7 alternativas en cada caso, las cuales consisten en:

- Cinco alternativas que consideran distinta cantidad y tipo de equipos de protección y maniobra instalados a lo largo de cada circuito. Se ha considerado como un caso la configuración real denominado configuración original, un caso que considera solamente el interruptor de cabecera denominado configuración básica y una serie alternativas con diferente cantidad de equipamiento de protección.
- Una alternativa que considera la posibilidad de respaldar a cada circuito en cuestión en un punto de la red denominada alternativa respaldo. Para valorizar las instalaciones adicionales se ha considerado que para permitir la posibilidad de conexión a otro circuito o SET se requiere de una red adicional cuya extensión se asume igual al 10% de la longitud total del circuito original
- Una alternativa que considera el soterramiento de parte de la red denominada alternativa soterramiento. La cantidad de red soterrada varía en cada caso ya que se ha considerado cambiar red aérea por cable subterráneo en aquellos tramos en donde el flujo de potencia es superior a 1 MVA o en tramos de red cuya topología presentara una marcada característica urbana.

- Una alternativa que considera la instalación de red protegida denominada alternativa Cond. Prot. La cantidad de red protegida varía en cada caso ya que se ha considerado una cantidad similar a la red subterránea en donde se considera esta alternativa o hasta un 30% de la red en caso de ser un caso que no considera la alternativa de soterramiento. Por otro lado, se ha considerado que la instalación de red protegida reduce las tasas de fallas en un 30%.

Todas las alternativas se plantearon en forma aditiva, es decir por ejemplo que la alternativa 2 incluye a la 1 y la alternativa 3 incluye a ambas, con excepción de las dos últimas (soterramiento y cable protegido).

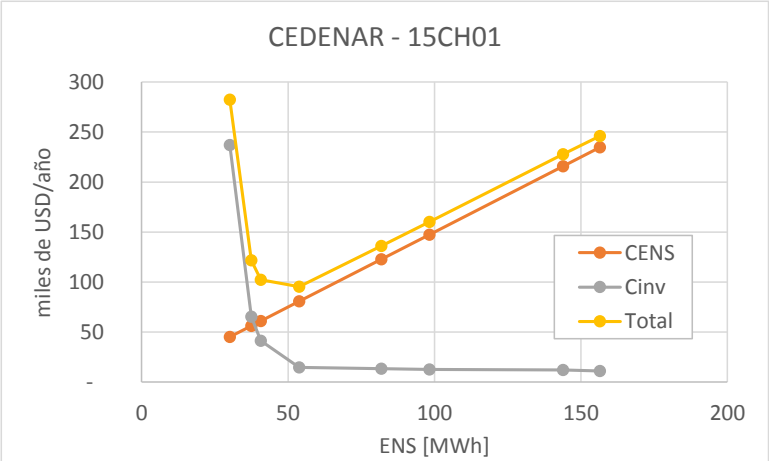
3.2.1. CIRCUITOS ORIGINALES

En este capítulo se presenta el análisis de los niveles de calidad de 16 circuitos representativos que fueron seleccionados como parte del estudio de Keraunos.

En muchos casos en virtud de las características del circuito analizado no se han podido considerar las siete alternativas, como ejemplo se citan alimentadores de reducida longitud en donde no resulta útil considerar las cinco alternativas mencionadas en 1), en otros casos son circuitos con muy baja carga, de modo que no resulta razonable considerar la alternativa 3). Finalmente, existen tres circuitos que pos sus características topológicas no resulta posible su optimización ya que están constituidos por una red de media tensión y una carga situada sobre el final de dicha red; estos casos serán mencionados en detalle más adelante.

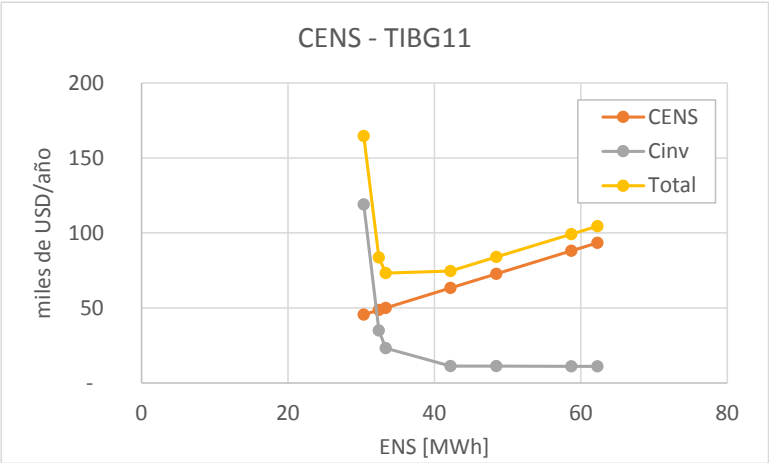
Empresa: CEDENAR; Circuito: 15CH01

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CEDENAR_S	30,12	Alternativa Soterramiento	45,17	237,08	282,25	
CEDENAR_CP	37,48	Alternativa Cond. Prot.	56,23	65,46	121,68	
CEDENAR_CR	40,70	Alternativa Respaldo	61,05	41,23	102,28	←
CEDENAR	53,81	Original	80,71	14,71	95,42	
CEDENAR_V3	81,88	Alternativa 3 Original	122,82	13,33	136,15	
CEDENAR_V2	98,30	Alternativa 2 Original	147,45	12,66	160,11	
CEDENAR_V1	143,91	Alternativa 1 Original	215,86	12,04	227,91	
CEDENAR_V0	156,50	Configuración Básica	234,75	11,17	245,92	
Características: longitud [km]=69,65 ; demanda máxima [kW]=7.773						



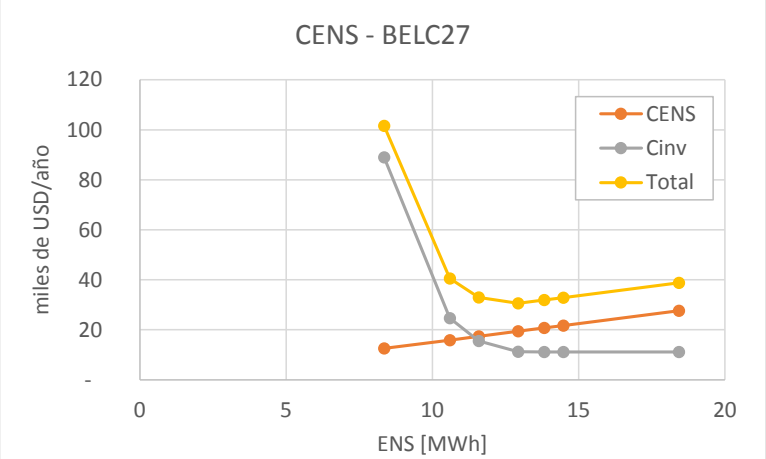
Empresa: CENS; Circuito: TIBG11

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CENS_TIBG11_S	30,35	Alternativa Soterramiento	45,53	119,06	164,59	
CENS_TIBG11_CP	32,43	Alternativa Cond. Prot.	48,65	35,02	83,67	
CENS_TIBG11_CR	33,37	Alternativa Respaldo	50,06	23,16	73,22	←
CENS_TIBG11_V2	42,23	Alternativa 2 Original	63,34	11,26	74,60	
CENS_TIBG11	48,48	Original	72,72	11,23	83,95	
CENS_TIBG11_V1	58,70	Alternativa 1 Original	88,05	11,16	99,22	
CENS_TIBG11_V0	62,29	Configuración Básica	93,43	3,66	97,09	
Características: longitud [km]=48,27 ; demanda máxima [kW]=3.934						



Empresa: CENS; Circuito: BELC27

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CENS_BELC27_S	8,35	Alternativa Soterramiento	12,53	89,03	101,56	
CENS_BELC27_CP	10,59	Alternativa Cond. Prot.	15,89	24,64	40,53	
CENS_BELC27_CR	11,58	Alternativa Respaldo	17,37	15,55	32,92	←
CENS_BELC27	12,93	Original	19,40	11,21	30,61	
CENS_BELC27_V2	13,82	Alternativa 2 Original	20,73	11,16	31,90	
CENS_BELC27_V1	14,48	Alternativa 1 Original	21,72	11,14	32,86	
CENS_BELC27_V0	18,43	Configuración Básica	27,65	11,12	38,76	
Características: longitud [km]=11,40 ; demanda máxima [kW]=5.488						



Empresa: CHEC; Circuito: HER30L13

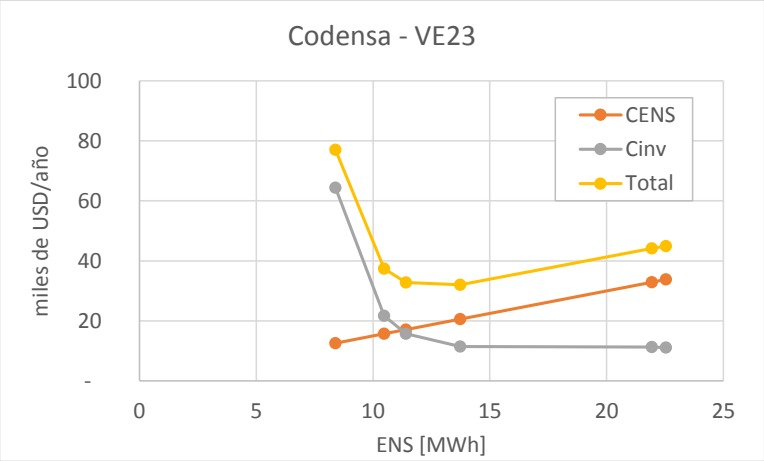
Este circuito presenta las siguientes características:

- Demanda máxima de 1,36 MW
- Longitud total de red de 4,26 km
- Tres transformadores conectados sobre la parte final del circuito.

Estas características hacen no tenga sentido planear su optimización.

Empresa: CODENSA; Circuito: VE23

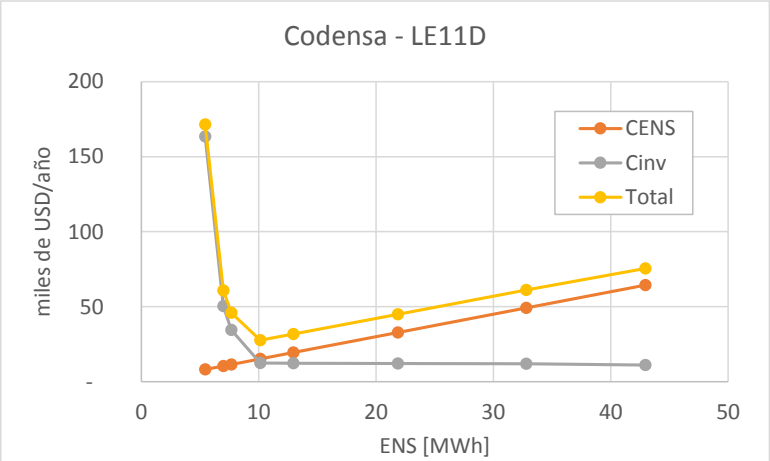
Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CODENSA_VE23_S	8,39	Alternativa Soterramiento	12,59	64,40	76,99	
CODENSA_VE23_CP	10,47	Alternativa Respaldo	15,71	21,73	37,43	
CODENSA_VE23_CR	11,41	Alternativa Respaldo	17,11	15,70	32,82	←
CODENSA_VE23	13,73	Original	20,60	11,42	32,02	
CODENSA_VE23_V1	21,93	Alternativa 1 Original	32,90	11,26	44,16	
CODENSA_VE23_V0	22,54	Configuración Básica	33,82	11,14	44,96	
Características: longitud [km]=11,25 ; demanda máxima [kW]=6.798						



Empresa: CODENSA; Circuito: LE11D

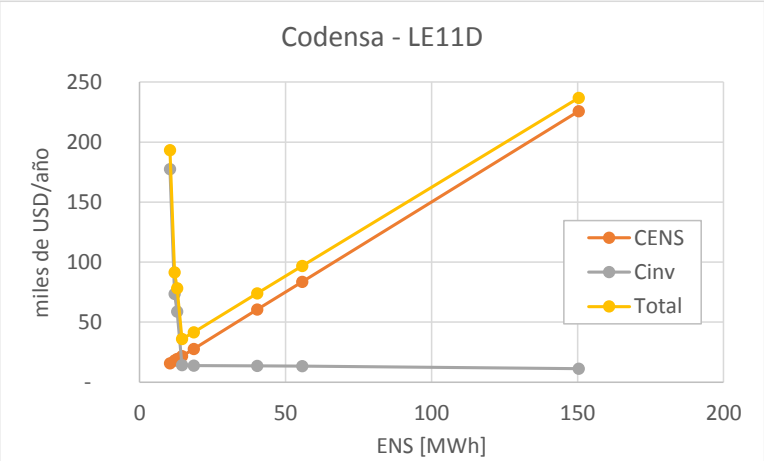
CODENSA_LE11D_S	5,45	Alternativa Soterramiento	8,17	163,36	171,53	
CODENSA_LE11D_CP	6,98	Alternativa Cond. Prot.	10,48	50,37	60,85	
CODENSA_LE11D_CR	7,66	Alternativa Respaldo	11,49	34,43	45,91	
CODENSA_LE11D	10,13	Original	15,20	12,54	27,74	←
CODENSA_LE11D_V3	12,95	Alternativa 3 Original	19,43	12,26	31,69	
CODENSA_LE11D_V2	21,87	Alternativa 2 Original	32,80	12,12	44,92	
CODENSA_LE11D_V1	32,79	Alternativa 1 Original	49,18	12,00	61,19	

CODENSA_LE11D_S	**5,45**	**Alternativa Soterramiento**	**8,17**	**163,36**	**171,53**	
CODENSA_LE11D_V0	42,96	Configuración Básica	64,44	11,12	75,56	
Características: longitud [km]=57,49 ; demanda máxima [kW]=2.611						



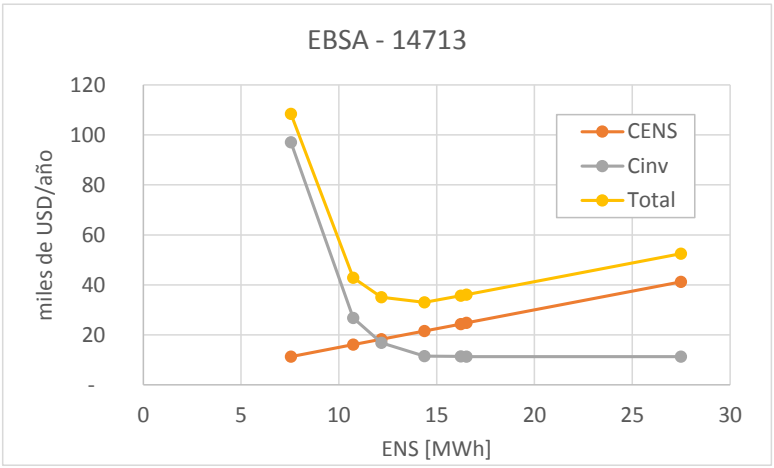
Empresa: CODENSA; Circuito: LM12D

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/ Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CODENSA_LM12D_S	10,40	Alternativa Soterramiento	15,60	177,59	193,19	
CODENSA_LM12D_CP	11,98	Alternativa Cond. Prot.	17,97	73,58	91,55	
CODENSA_LM12D_CR	12,83	Alternativa Respaldo	19,25	58,90	78,14	←
CODENSA_LM12D	14,49	Original	21,74	14,27	36,00	
CODENSA_LM12D_V3	18,51	Alternativa 3 Original	27,76	13,75	41,51	
CODENSA_LM12D_V2	40,30	Alternativa 2 Original	60,45	13,50	73,94	
CODENSA_LM12D_V1	55,68	Alternativa 1 Original	83,51	13,38	96,89	
Características: longitud [km]=57,49 ; demanda máxima [kW]=2.611						



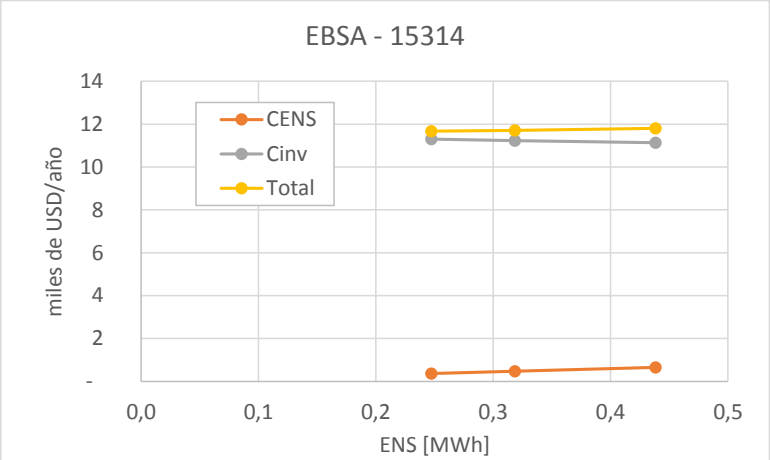
Empresa: EBSA; Circuito: 14713

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
EBSA_14713_S	7,55	Alternativa Soterramiento	11,33	97,08	108,40	
EBSA_14713_CP	10,73	Alternativa Cond. Prot.	16,09	26,77	42,86	
EBSA_14713_CR	12,18	Alternativa Respaldo	18,26	16,85	35,11	←
EBSA_14713	14,37	Original	21,56	11,47	33,02	
EBSA_14713_V3	16,24	Alternativa 3 Original	24,36	11,37	35,73	
EBSA_14713_V2	16,52	Alternativa 2 Original	24,78	11,33	36,11	
EBSA_14713_V1	27,49	Alternativa 1 Original	41,24	11,26	52,50	
EBSA_14713_V0	32,26	Configuración Básica	48,38	11,14	59,52	
Características: longitud [km]=14,13 ; demanda máxima [kW]=7.783						



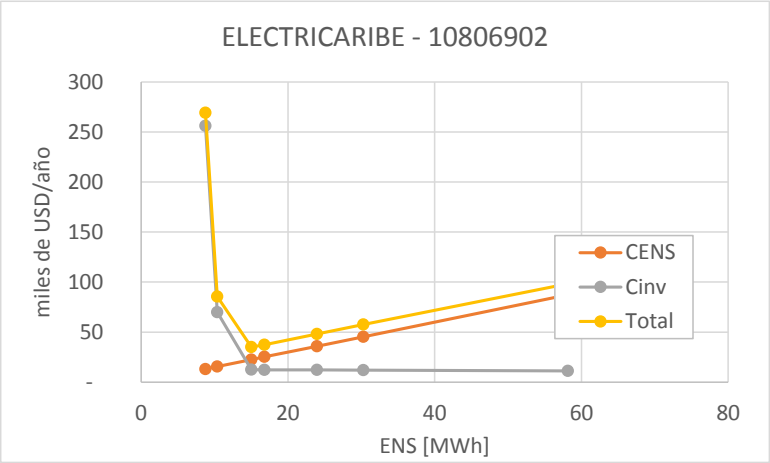
Empresa: EBSA; Circuito: 15314

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
EBSA_15314	0,25	Original	0,37	11,30	11,67	←
EBSA_15314_V1	0,32	Alternativa 1 Original	0,48	11,23	11,71	
EBSA_15314_V0	0,44	Configuración Básica	0,66	11,14	11,80	
Características: longitud [km]=25,18 ; demanda máxima [kW]=0.051						



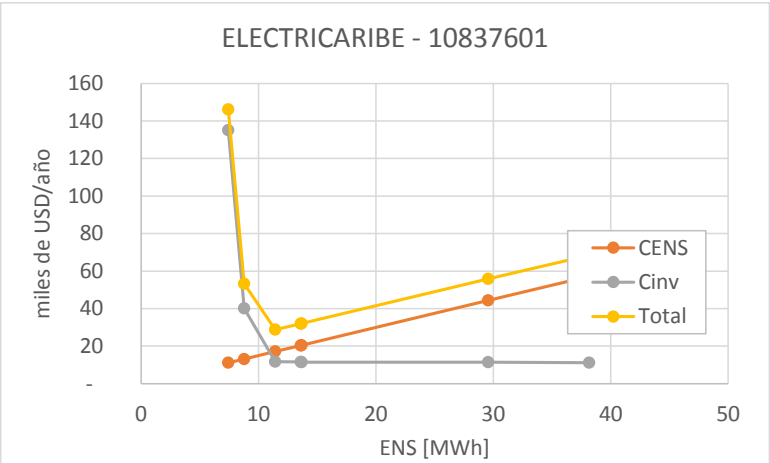
Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10806902

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
ELECTRICARIBE_10806902_CP	8,76	Alternativa Cond. Prot.	13,13	256,06	269,19	
ELECTRICARIBE_10806902_CR	10,35	Alternativa Respaldo	15,53	69,99	85,52	
ELECTRICARIBE_10806902	15,02	Original	22,53	12,49	35,03	←
ELECTRICARIBE_10806902_V3	16,80	Alternativa 3 Original	25,20	12,26	37,46	
ELECTRICARIBE_10806902_V2	23,96	Alternativa 2 Original	35,94	12,17	48,11	
ELECTRICARIBE_10806902_V1	30,27	Alternativa 1 Original	45,41	12,07	57,49	
ELECTRICARIBE_10806902_V0	58,16	Configuración Básica	87,23	11,14	98,38	
Características: longitud [km]=233,19 ; demanda máxima [kW]=741						



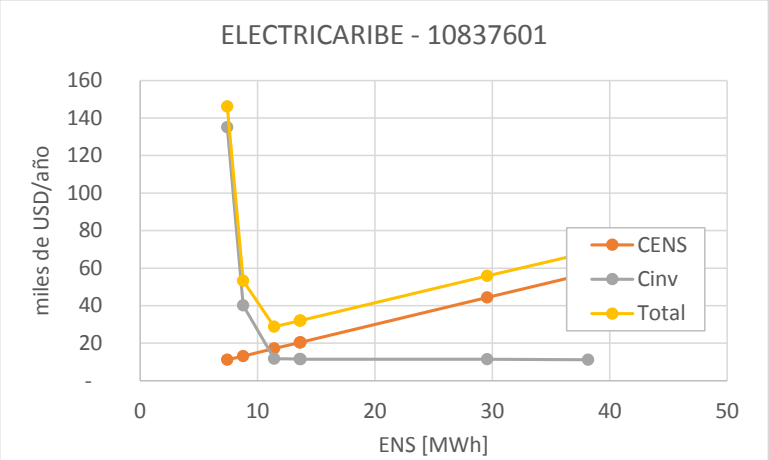
Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10837601

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
ELECTRICARIBE_10837601_CP	7,41	Alternativa Cond. Prot.	11	135	146	
ELECTRICARIBE_10837601_CR	8,77	Alternativa Respaldo	13,15	40,16	53,31	
ELECTRICARIBE_10837601	11,42	Original	17,13	11,72	28,85	←
ELECTRICARIBE_10837601_V3	13,60	Alternativa 3 Original	20,40	11,56	31,96	
ELECTRICARIBE_10837601_V2	13,67	Alternativa 2 Original	20,51	11,51	32,03	
ELECTRICARIBE_10837601_V1	29,56	Alternativa 1 Original	44,35	11,44	55,79	
ELECTRICARIBE_10837601_V0	38,16	Configuración Básica	57,25	11,14	68,39	
Características: longitud [km]=115,32 ; demanda máxima [kW]=982						



Empresa: ELECTROHUILA; Circuito: RITP

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
ELECTRICARIBE_10837601_CP	7,41	Alternativa Cond. Prot.	11	135	146	
ELECTRICARIBE_10837601_CR	8,77	Alternativa Respaldo	13,15	40,16	53,31	
ELECTRICARIBE_10837601	11,42	Original	17,13	11,72	28,85	←
ELECTRICARIBE_10837601_V3	13,60	Alternativa 3 Original	20,40	11,56	31,96	
ELECTRICARIBE_10837601_V2	13,67	Alternativa 2 Original	20,51	11,51	32,03	
ELECTRICARIBE_10837601_V1	29,56	Alternativa 1 Original	44,35	11,44	55,79	
Características: longitud [km]=71,76 ; demanda máxima [kW]=222						



Empresa: EMPRESA MUNICIPAL; Circuito: A0110

Este circuito presenta las siguientes características:

- Demanda máxima de 0,90 MW
- Longitud total de red de 9,7 km
- Un transformador conectado sobre la parte final del circuito.

Estas características hacen no tenga sentido planear su optimización.

Empresa: EMSA; Circuito: AC0104

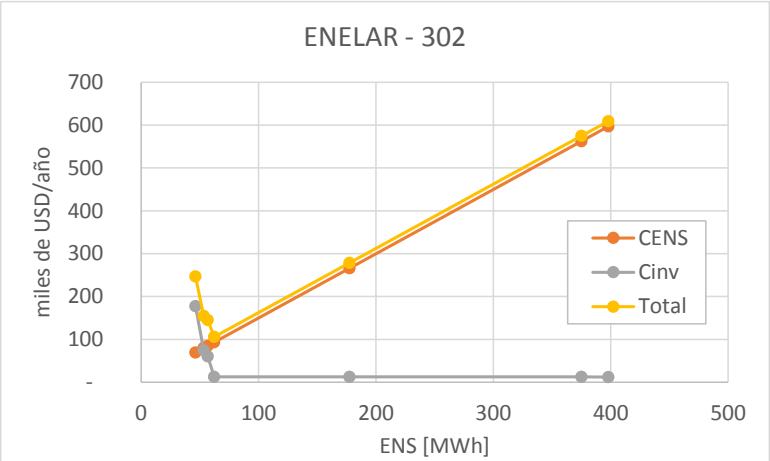
Este circuito presenta las siguientes características:

- Demanda máxima de 2,25 MW
- Longitud total de red de 13,2 km
- Cuatro transformadores conectados sobre la parte final del circuito.

Estas características hacen no tenga sentido planear su optimización.

Empresa: ENELAR; Circuito: 302

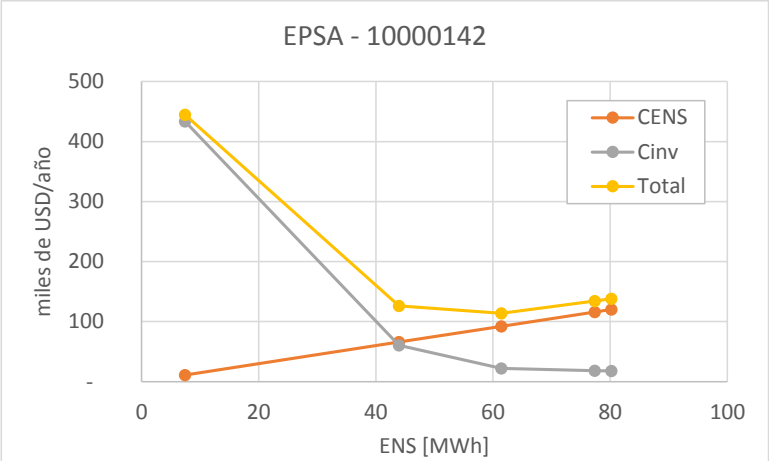
Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
ENELAR_S	46,20	Alternativa Soterramiento	69,30	177,71	247,01	
ENELAR_CP	53,34	Alternativa Cond. Prot.	80,00	74,73	154,73	
ENELAR_CR	56,70	Alternativa Respaldo	85,05	60,19	145,24	
ENELAR	62,18	Original	93,27	12,84	106,12	←
ENELAR_V3	177,44	Alternativa 3 Original	266,16	12,49	278,66	
ENELAR_V2	375,04	Alternativa 2 Original	562,57	12,33	574,90	
ENELAR_V1	398,05	Alternativa 1 Original	597,07	12,17	609,24	
ENELAR_V0	635,17	Configuración Básica	952,76	11,14	963,90	
Características: longitud [km]=192,03 ; demanda máxima [kW]=9.831						



Empresa: EPSA; Circuito: 10000142

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
EPSA_S	7,42	Alternativa Soterramiento	11,13	433,75	444,88	
EPSA_CP	43,93	Alternativa Cond. Prot.	65,90	60,49	126,39	
EPSA_CR	61,43	Alternativa Respaldo	92,14	21,90	114,05	←
EPSA	77,40	Original	116,09	18,27	134,37	
EPSA_V2	80,21	Alternativa 1 Original	120,32	17,82	138,14	
EPSA_V0	90,19	Configuración Básica	135,29	17,43	152,72	

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
Características: longitud [km]=13,40 ; demanda máxima [kW]=19.568						



3.2.2. CIRCUITOS ADICIONALES

Los 16 circuitos presentados en el numeral anterior, de los cuales por cuestiones de representatividad se han considerado solamente 13 no permitían cubrir la totalidad de los grupos de calidad, por lo que como una etapa adicional del estudio se ha incorporado al estudio el análisis de 21 circuitos adicionales. Los mismos se han seleccionado a partir de la búsqueda de circuitos que presentaran mayor representatividad de las características de cada grupo de calidad (medida en términos de longitud y carga abastecida) y de empresas que contaban con información en DIGSILEN con el objetivo de facilitar el trabajo. Para esto, se seleccionaron circuitos cuya longitud, cantidad de transformadores y de usuarios abastecidos se aproxime a los valores promedio que presenta cada grupo de calidad.

Las empresas que han suministrado información fueron:

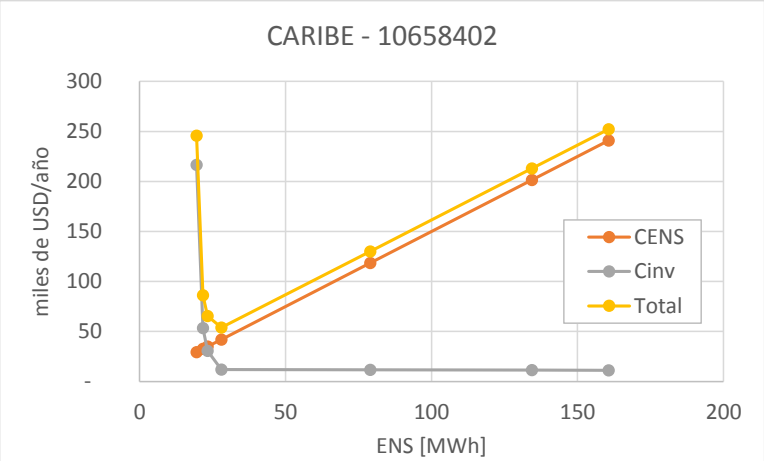
- ELECTRICARIBE
- EPSA
- CHEC
- CENS: La información suministrada por esta empresa no fue utilizada ya que faltaba información para poder realizar las simulaciones de confiabilidad.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en cada caso:

Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10658402

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10658402_S	19,48	Alternativa Soterramiento	29,22	216,59	245,82	

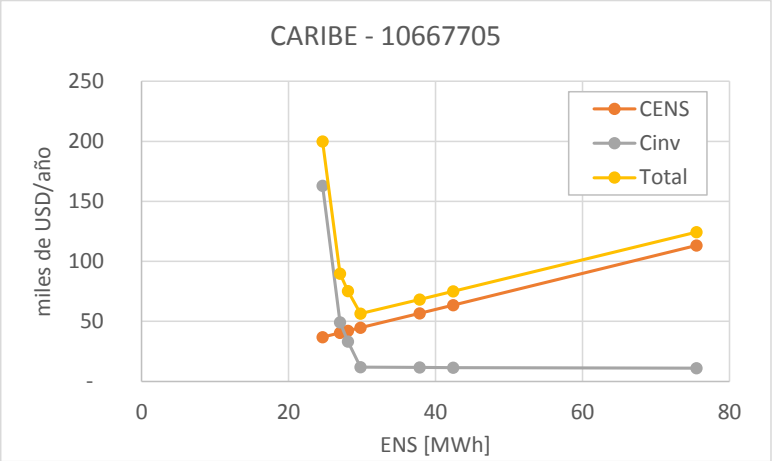
CARIBE_10658402_CP	21,75	Alternativa Cond. Prot.	32,62	53,55	86,17	
CARIBE_10658402_CR	23,29	Alternativa Respaldo	34,94	30,53	65,47	
CARIBE_10658402	28,01	Original	42,02	11,98	54,00	<--
CARIBE_10658402_V2	79,02	Alternativa 2 Original	118,53	11,56	130,09	
CARIBE_10658402_V1	134,33	Alternativa 1 Original	201,50	11,44	212,94	
CARIBE_10658402_V0	160,69	Configuración Básica	241,03	11,12	252,15	
Características: longitud [km]=75,24 ; demanda máxima [kW]=6.293						



Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10667705

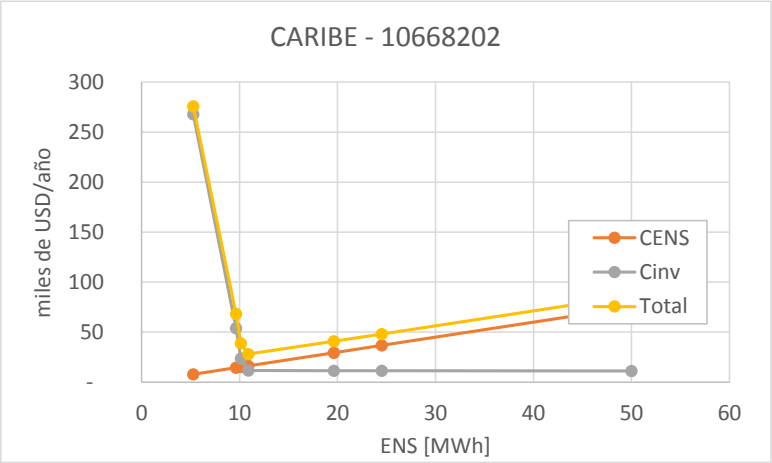
Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10667705_S	24,62	Alternativa Soterramiento	36,93	163,09	200,03	
CARIBE_10667705_CP	27,00	Alternativa Cond. Prot.	40,49	49,24	89,74	
CARIBE_10667705_CR	28,09	Alternativa Respaldo	42,13	33,17	75,31	
CARIBE_10667705	29,78	Original	44,68	11,86	56,54	<--
CARIBE_10667705_V2	37,83	Alternativa 2 Original	56,74	11,58	68,33	
CARIBE_10667705_V1	42,40	Alternativa 1 Original	63,61	11,51	75,12	
CARIBE_10667	75,50	Configuración	113,25	11,12	124,37	

705_V0	Básica
Características: longitud [km]=86,42 ; demanda máxima [kW]=2.568	



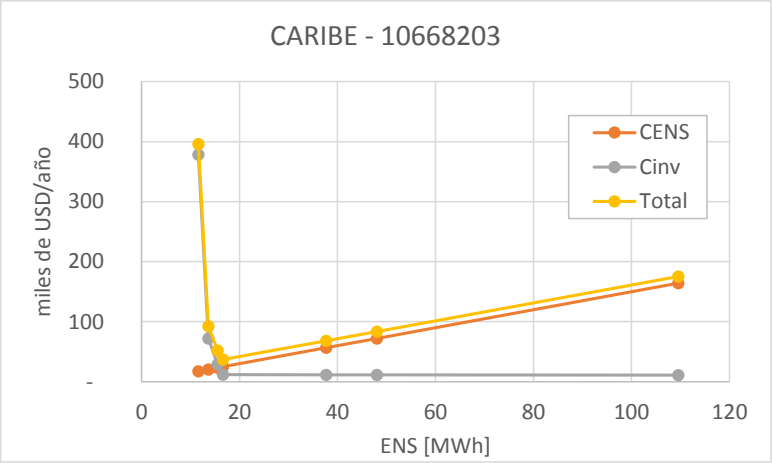
Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10668202

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10668202_S	5,29	Alternativa Soterramiento	7,93	267,82	275,76	
CARIBE_10668202_CP	9,64	Alternativa Cond. Prot.	14,46	53,88	68,34	
CARIBE_10668202_CR	10,13	Alternativa Respaldo	15,19	23,69	38,88	
CARIBE_10668202	10,90	Original	16,34	11,79	28,14	<--
CARIBE_10668202_V2	19,62	Alternativa 2 Original	29,43	11,47	40,89	
CARIBE_10668202_V1	24,52	Alternativa 1 Original	36,78	11,40	48,18	
CARIBE_10668202_V0	50,00	Configuración Básica	75,00	11,12	86,12	
Características: longitud [km]=48,23 ; demanda máxima [kW]=3.554						



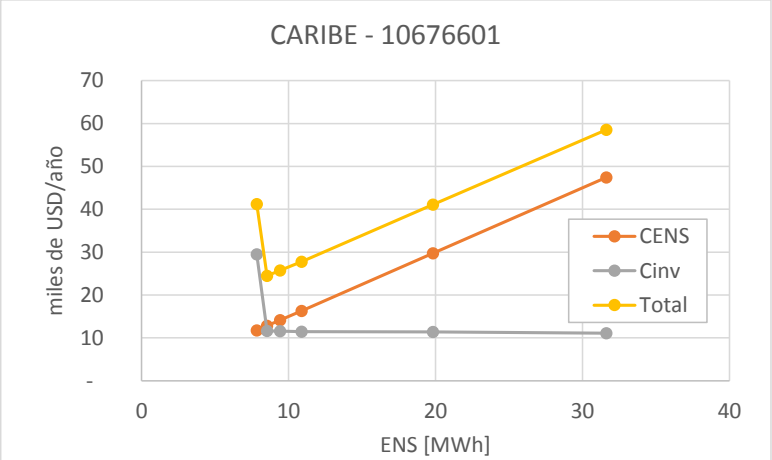
Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10668203

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10668203_S	11,57	Alternativa Soterramiento	17,36	378,72	396,08	
CARIBE_10668203_CP	13,61	Alternativa Cond. Prot.	20,41	72,04	92,46	
CARIBE_10668203_CR	15,49	Alternativa Respaldo	23,24	28,75	51,99	
CARIBE_10668203	16,62	Original	24,94	11,98	36,92	<--
CARIBE_10668203_V2	37,70	Alternativa 2 Original	56,55	11,58	68,14	
CARIBE_10668203_V1	48,04	Alternativa 1 Original	72,06	11,49	83,56	
CARIBE_10668203_V0	109,55	Configuración Básica	164,33	11,12	175,45	
Características: longitud [km]=68,03 ; demanda máxima [kW]=5.541						



Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10676601

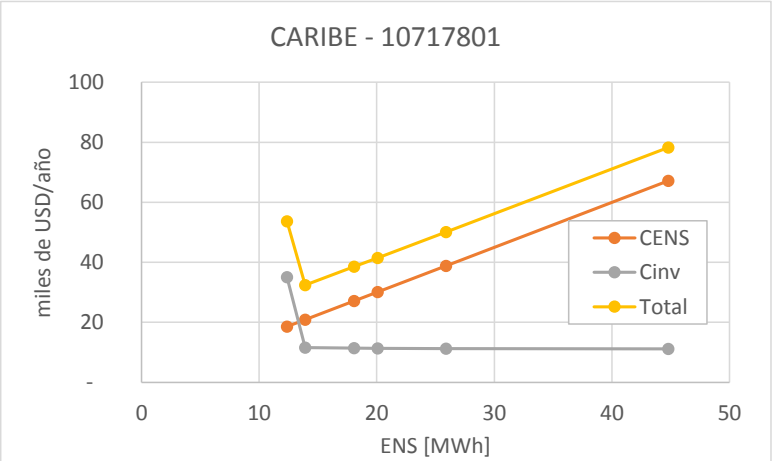
Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10676601_CP	7,84	Alternativa Cond. Prot.	11,76	29,48	41,24	
CARIBE_10676601_V3	8,54	Alternativa 3 Original	12,81	11,65	24,47	<--
CARIBE_10676601	9,42	Original	14,14	11,58	25,72	
CARIBE_10676601_V2	10,88	Alternativa 2 Original	16,32	11,44	27,76	
CARIBE_10676601_V1	19,82	Alternativa 1 Original	29,74	11,37	41,11	
CARIBE_10676601_V0	31,63	Configuración Básica	47,44	11,12	58,56	
Características: longitud [km]=52,08 ; demanda máxima [kW]=1.771						



Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10717801

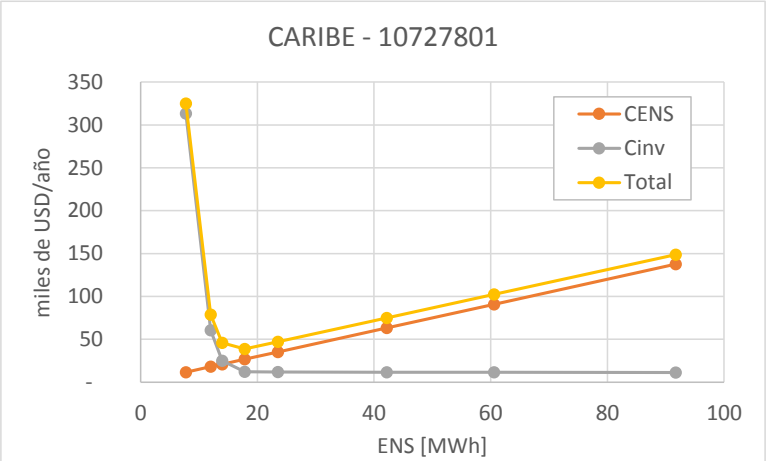
Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10717801_CP	12,37	Alternativa Cond. Prot.	18,56	35,08	53,64	
CARIBE_10717801_V3	13,92	Alternativa 3 Original	20,88	11,56	32,44	<--
CARIBE_10717801	18,06	Original	27,09	11,44	38,54	
CARIBE_10717801_V2	20,08	Alternativa 2 Original	30,12	11,30	41,43	
CARIBE_10717	25,89	Alternativa 1	38,84	11,23	50,07	

801_V1		Original				
CARIBE_10717801_V0	44,79	Configuración Básica	67,18	11,12	78,30	
Características: longitud [km]=46,83 ; demanda máxima [kW]=2.782						



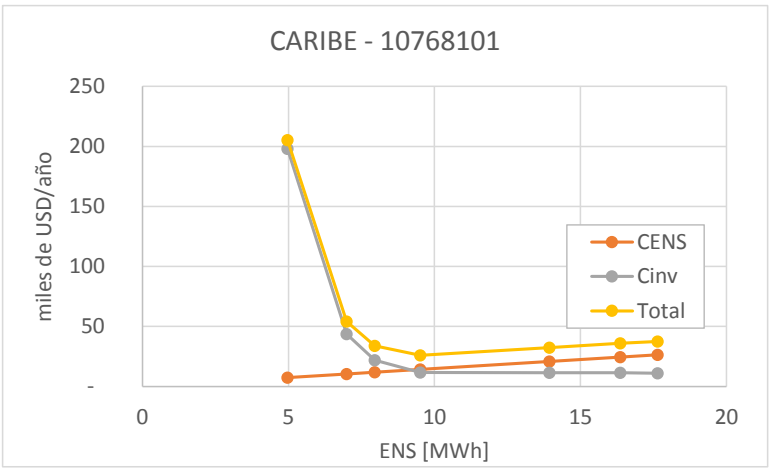
Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10727801

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10727801_S	7,75	Alternativa Soterramiento	11,63	313,26	324,89	
CARIBE_10727801_CP	11,97	Alternativa Cond. Prot.	17,96	60,68	78,64	
CARIBE_10727801_CR	13,96	Alternativa Respaldo	20,94	25,03	45,97	
CARIBE_10727801	17,82	Original	26,73	12,12	38,85	<--
CARIBE_10727801_V3	23,52	Alternativa 3 Original	35,27	11,75	47,02	
CARIBE_10727801_V2	42,16	Alternativa 2 Original	63,24	11,56	74,80	
CARIBE_10727801_V1	60,56	Alternativa 1 Original	90,84	11,47	102,30	
CARIBE_10727801_V0	91,72	Configuración Básica	137,58	11,12	148,70	
Características: longitud [km]=52,35 ; demanda máxima [kW]=6.011						



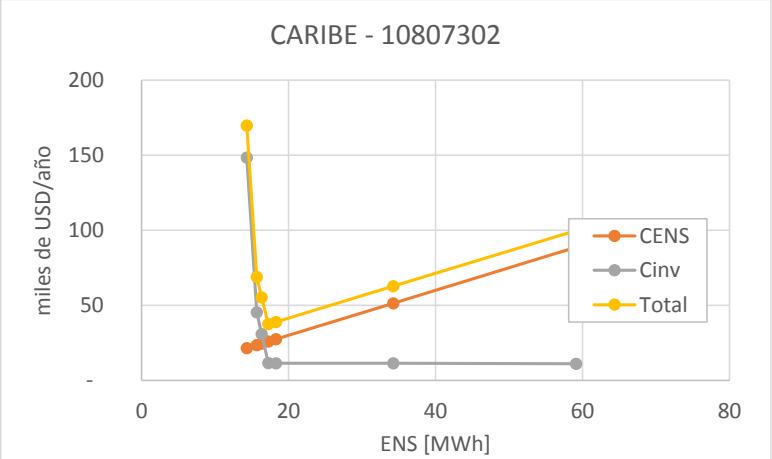
Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10768101

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10768101_S	4,97	Alternativa Soterramiento	7,45	197,91	205,37	
CARIBE_10768101_CP	6,99	Alternativa Cond. Prot.	10,49	43,73	54,21	
CARIBE_10768101_CR	7,95	Alternativa Respaldo	11,93	21,96	33,89	
CARIBE_10768101	9,51	Original	14,27	11,68	25,95	<--
CARIBE_10768101_V2	13,94	Alternativa 2 Original	20,91	11,44	32,35	
CARIBE_10768101_V1	16,36	Alternativa 1 Original	24,55	11,37	35,92	
CARIBE_10768101_V0	17,64	Configuración Básica	26,46	11,12	37,58	
Características: longitud [km]=41,71 ; demanda máxima [kW]=1.821						



Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10807302

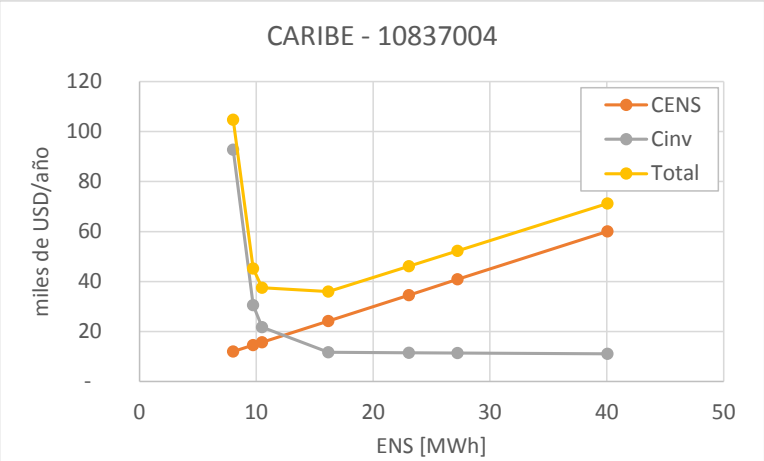
Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10807302_S	14,31	Alternativa Soterramiento	21,47	148,45	169,92	
CARIBE_10807302_CP	15,69	Alternativa Cond. Prot.	23,53	45,35	68,88	
CARIBE_10807302_CR	16,33	Alternativa Respaldo	24,49	30,80	55,29	
CARIBE_10807302	17,25	Original	25,88	11,56	37,44	<--
CARIBE_10807302_V2	18,29	Alternativa 2 Original	27,44	11,44	38,88	
CARIBE_10807302_V1	34,24	Alternativa 1 Original	51,35	11,37	62,73	
CARIBE_10807302_V0	59,12	Configuración Básica	88,69	11,12	99,80	
Características: longitud [km]=78,01 ; demanda máxima [kW]=2.225						



Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10837004

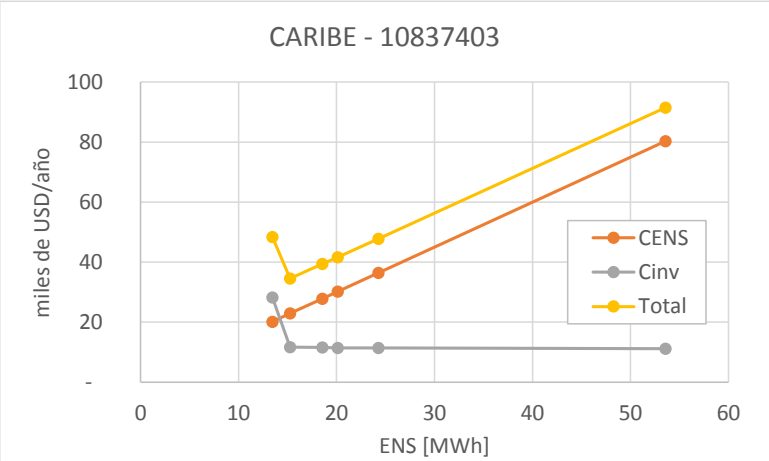
Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10837004_S	8,02	Alternativa Soterramiento	12,03	92,75	104,78	
CARIBE_10837004_CP	9,74	Alternativa Cond. Prot.	14,61	30,55	45,16	
CARIBE_10837004_CR	10,50	Alternativa Respaldo	15,75	21,77	37,52	<--

CARIBE_10837004	16,17	Original	24,25	11,75	36,00	
CARIBE_10837004_V2	23,06	Alternativa 2 Original	34,59	11,51	46,11	
CARIBE_10837004_V1	27,24	Alternativa 1 Original	40,86	11,44	52,31	
CARIBE_10837004_V0	40,07	Configuración Básica	60,10	11,12	71,22	
Características: longitud [km]=26,32 ; demanda máxima [kW]=4.353						



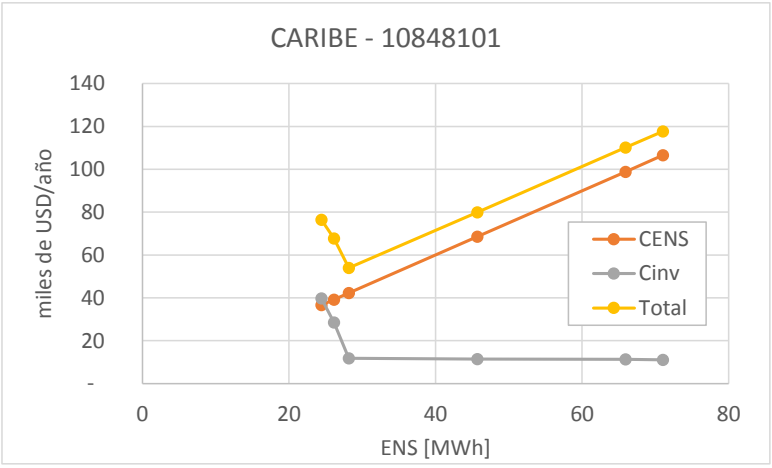
Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10837403

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10837403_CP	13,44	Alternativa Cond. Prot.	20,17	28,24	48,41	
CARIBE_10837403_V3	15,27	Alternativa 3 Original	22,90	11,65	34,56	<--
CARIBE_10837403	18,56	Original	27,84	11,58	39,43	
CARIBE_10837403_V2	20,11	Alternativa 2 Original	30,16	11,44	41,61	
CARIBE_10837403_V1	24,29	Alternativa 1 Original	36,43	11,37	47,80	
CARIBE_10837403_V0	53,56	Configuración Básica	80,34	11,12	91,46	
Características: longitud [km]=67,56 ; demanda máxima [kW]=2.742						



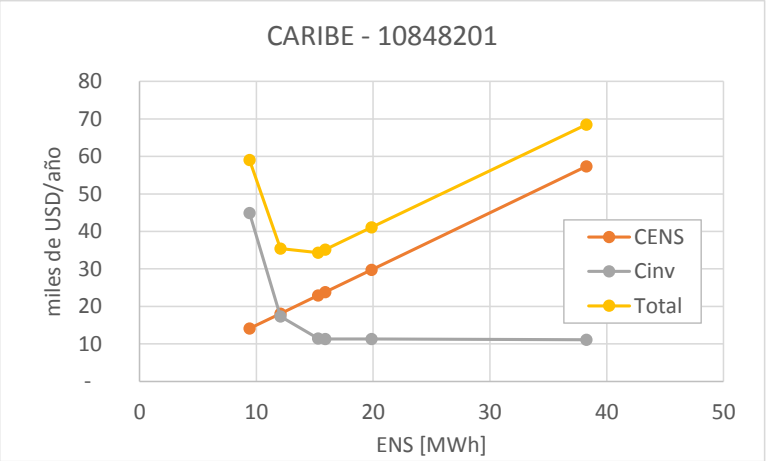
Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10848101

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10848101_CP	24,44	Alternativa Cond. Prot.	36,66	39,82	76,48	
CARIBE_10848101_CR	26,15	Alternativa Respaldo	39,22	28,51	67,73	
CARIBE_10848101	28,18	Original	42,26	11,75	54,01	<--
CARIBE_10848101_V2	45,70	Alternativa 2 Original	68,54	11,40	79,94	
CARIBE_10848101_V1	65,91	Alternativa 1 Original	98,87	11,30	110,18	
CARIBE_10848101_V0	71,04	Configuración Básica	106,56	11,12	117,68	
Características: longitud [km]=67,99 ; demanda máxima [kW]=4.451						



Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10848201

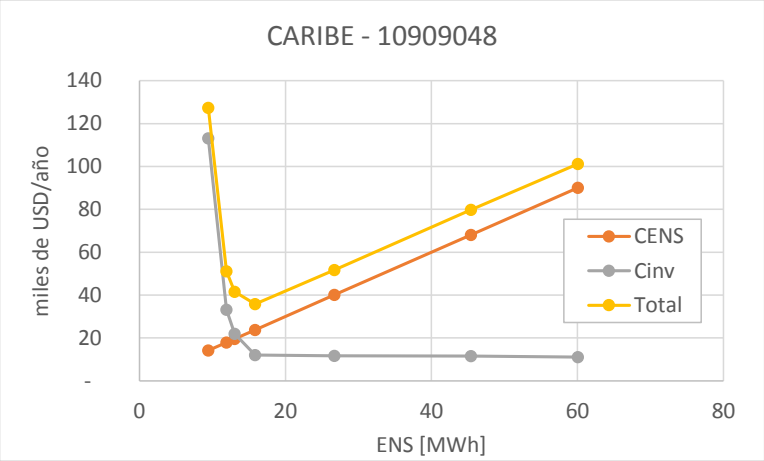
Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10848201_CP	9,42	Alternativa Cond. Prot.	14,13	44,94	59,07	
CARIBE_10848201_CR	12,06	Alternativa Respaldo	18,09	17,35	35,44	<--
CARIBE_10848201	15,28	Original	22,93	11,42	34,35	
CARIBE_10848201_V2	15,89	Alternativa 2 Original	23,84	11,33	35,16	
CARIBE_10848201_V1	19,86	Alternativa 1 Original	29,78	11,28	41,06	
CARIBE_10848201_V0	38,25	Configuración Básica	57,38	11,12	68,50	
Características: longitud [km]=24,05 ; demanda máxima [kW]=4.590						



Empresa: ELECTRICARIBE; Circuito: 10909048

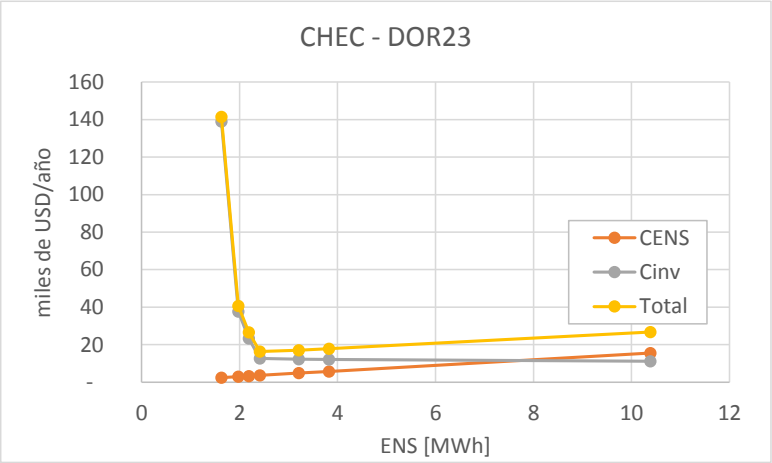
Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CARIBE_10909048_S	9,44	Alternativa Soterramiento	14,16	113,16	127,32	
CARIBE_10909048_CP	11,92	Alternativa Cond. Prot.	17,88	33,24	51,13	
CARIBE_10909048_CR	13,04	Alternativa Respaldo	19,56	21,96	41,52	
CARIBE_10909048	15,83	Original	23,75	12,07	35,83	<--

CARIBE_10909048_V2	26,71	Alternativa 2 Original	40,07	11,70	51,77	
CARIBE_10909048_V1	45,43	Alternativa 1 Original	68,14	11,61	79,75	
CARIBE_10909048_V0	60,08	Configuración Básica	90,12	11,12	101,23	
Características: longitud [km]=25,97 ; demanda máxima [kW]=7.056						



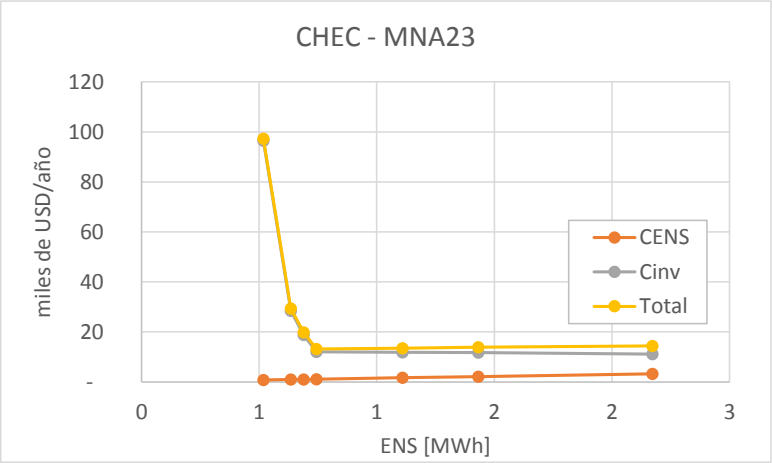
Empresa: CHEC; Circuito: DOR23

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CHEC_DOR23_S	1,63	Alternativa Soterramiento	2,45	139,06	141,50	
CHEC_DOR23_CP	1,98	Alternativa Cond. Prot.	2,97	37,65	40,61	
CHEC_DOR23_CR	2,19	Alternativa Respaldo	3,29	23,33	26,62	
CHEC_DOR23	2,42	Original	3,62	12,68	16,30	<--
CHEC_DOR23_V2	3,21	Alternativa 2 Original	4,81	12,24	17,05	
CHEC_DOR23_V1	3,83	Alternativa 1 Original	5,74	12,12	17,86	
CHEC_DOR23_V0	10,38	Configuración Básica	15,58	11,12	26,69	
Características: longitud [km]=43,20 ; demanda máxima [kW]=0.698						



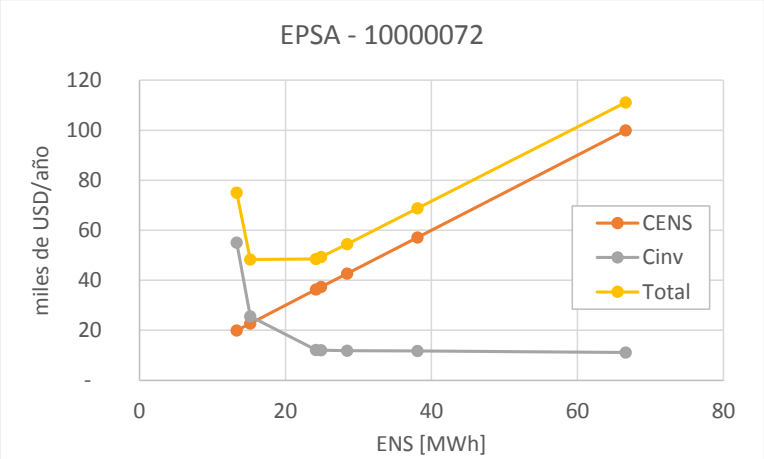
Empresa: CHEC; Circuito: MNA23

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
CHEC_MNA23_S	0,52	Alternativa Soterramiento	0,78	96,51	97,29	
CHEC_MNA23_CP	0,63	Alternativa Cond. Prot.	0,95	28,46	29,42	
CHEC_MNA23_CR	0,69	Alternativa Respaldo	1,03	18,86	19,89	
CHEC_MNA23	0,74	Original	1,12	12,05	13,17	<--
CHEC_MNA23_V2	1,11	Alternativa 2 Original	1,66	11,82	13,48	
CHEC_MNA23_V1	1,43	Alternativa 1 Original	2,15	11,72	13,87	
CHEC_MNA23_V0	2,17	Configuración Básica	3,26	11,12	14,38	
Características: longitud [km]=27,61 ; demanda máxima [kW]=0.228						



Empresa: EPSA; Circuito: 10000072

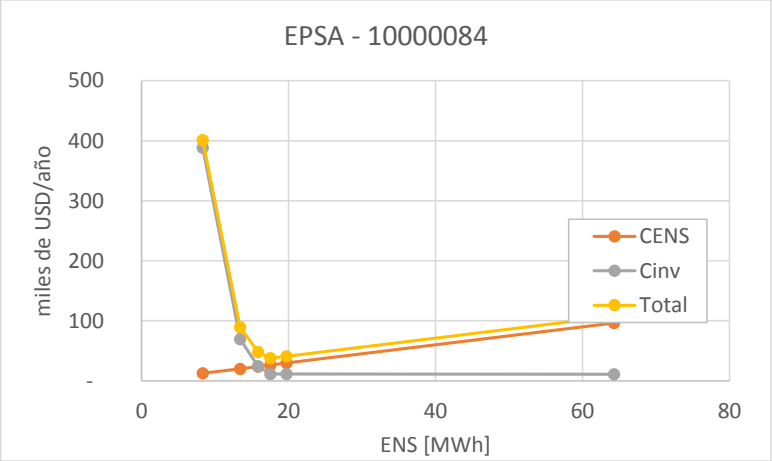
Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
EPSA_10000072_CP	13,32	Alternativa Cond. Prot.	19,98	55,06	75,04	
EPSA_10000072_CR	15,17	Alternativa Respaldo	22,75	25,58	48,33	<--
EPSA_10000072	24,19	Original	36,29	12,19	48,48	
EPSA_10000072_V3	24,87	Alternativa 3 Original	37,31	12,00	49,32	
EPSA_10000072_V2	28,46	Alternativa 2 Original	42,70	11,79	54,49	
EPSA_10000072_V1	38,09	Alternativa 1 Original	57,14	11,70	68,84	
EPSA_10000072_V0	66,63	Configuración Básica	99,95	11,12	111,07	
Características: longitud [km]=54,30 ; demanda máxima [kW]=4.213						



Empresa: EPSA; Circuito: 10000084

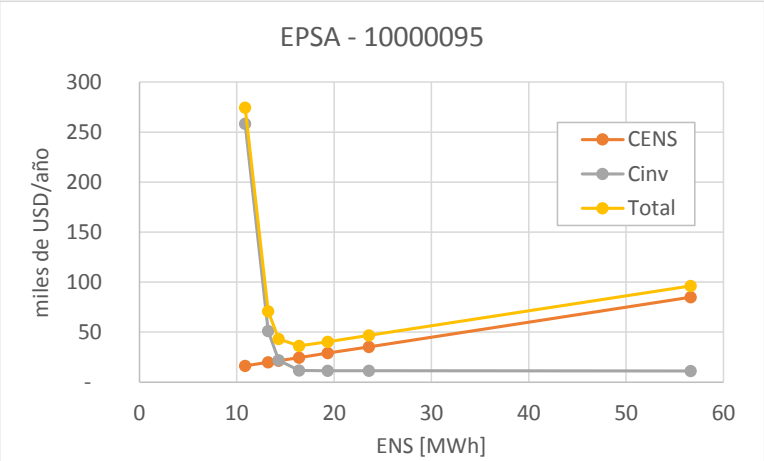
Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
EPSA_10000084_S	8,32	Alternativa Soterramiento	12,48	388,44	400,93	
EPSA_10000084_CP	13,41	Alternativa Cond. Prot.	20,12	69,32	89,44	
EPSA_10000084_CR	15,84	Alternativa Respaldo	23,76	24,28	48,04	

EPSA_10000084	17,52	Original	26,28	11,58	37,86	<--
EPSA_10000084_V1	19,70	Alternativa 1 Original	29,56	11,47	41,02	
EPSA_10000084_V0	64,29	Configuración Básica	96,44	11,12	107,56	
Características: longitud [km]=51,49 ; demanda máxima [kW]=3.641						



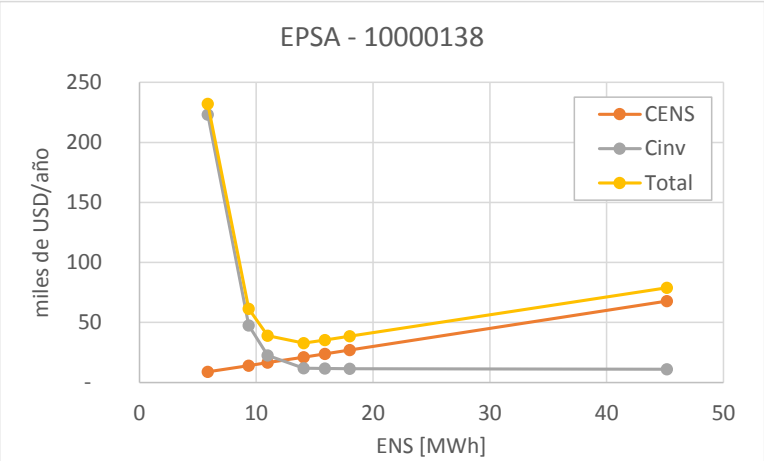
Empresa: EPSA; Circuito: 10000095

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
EPSA_10000095_S	10,86	Alternativa Soterramiento	16,30	258,21	274,50	
EPSA_10000095_CP	13,23	Alternativa Cond. Prot.	19,84	51,05	70,90	
EPSA_10000095_CR	14,30	Alternativa Respaldo	21,45	21,81	43,26	
EPSA_10000095	16,41	Original	24,61	11,68	36,29	<--
EPSA_10000095_V2	19,36	Alternativa 2 Original	29,04	11,44	40,49	
EPSA_10000095_V1	23,57	Alternativa 1 Original	35,36	11,33	46,69	
EPSA_10000095_V0	56,65	Configuración Básica	84,97	11,12	96,09	
Características: longitud [km]=26,62 ; demanda máxima [kW]=6.159						



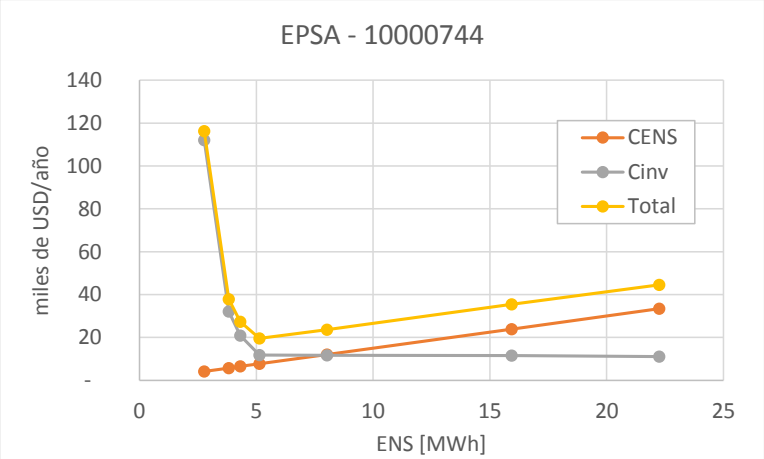
Empresa: EPSA; Circuito: 10000138

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
EPSA_10000138_S	5,85	Alternativa Soterramiento	8,78	223,27	232,05	
EPSA_10000138_CP	9,35	Alternativa Cond. Prot.	14,03	47,41	61,44	
EPSA_10000138_CR	10,99	Alternativa Respaldo	16,48	22,59	39,07	
EPSA_10000138	14,06	Original	21,09	11,79	32,89	<--
EPSA_10000138_V2	15,89	Alternativa 2 Original	23,83	11,61	35,44	
EPSA_10000138_V1	18,01	Alternativa 1 Original	27,01	11,49	38,50	
EPSA_10000138_V0	45,17	Configuración Básica	67,76	11,12	78,88	
Características: longitud [km]=43,77 ; demanda máxima [kW]=3.535						



Empresa: EPSA; Circuito: 10000744

Escenario	ENS [MWh]	Descripción	Costo de la ENS/CENS [kUSD/año]	Costo de Inversión/Cinv [kUSD/año]	Costo Total [kUSD/año]	Óptimo
EPSA_10000744_S	2,77	Alternativa Soterramiento	4,16	112,06	116,21	
EPSA_10000744_CP	3,83	Alternativa Cond. Prot.	5,74	32,14	37,87	
EPSA_10000744_CR	4,31	Alternativa Respaldo	6,47	20,85	27,33	
EPSA_10000744	5,14	Original	7,71	11,79	19,50	<--
EPSA_10000744_V2	8,02	Alternativa 2 Original	12,04	11,63	23,67	
EPSA_10000744_V1	15,93	Alternativa 1 Original	23,90	11,54	35,44	
EPSA_10000744_V0	22,26	Configuración Básica	33,38	11,12	44,50	
Características: longitud [km]=23,80 ; demanda máxima [kW]=2.702						



3.3. CONCLUSIONES

Primeramente, es importante resaltar que los análisis llevados a cabo en este capítulo se realizan sobre la base de situaciones promedio observadas en cada grupo de calidad. Estas situaciones se ven reflejadas en la selección de la tasa de fallas y los tiempos de operación y reparación del equipamiento que fueron adoptadas en cada caso, y que reflejan el promedio que típicamente se obtendría observando en conjunto un gran número de instalaciones. Por lo dicho, los resultados obtenidos constituyen valores de referencia que serán empleados para el análisis en la determinación de los niveles de calidad exigibles razonables.

Los resultados obtenidos no indican estrictamente un punto de operación óptimo real para cada caso particular, ya que en la realidad dicho punto dependerá de una serie de factores específicos de cada circuito y cada año (las características particulares de la zona abastecida, meteorología dominante en el año, topología del circuito, estado de los activos, recursos materiales y humanos disponibles para atender las indisponibilidades, etc.) que exceden el alcance de un estudio general. De esta forma, si el objetivo fuese determinar los niveles de inversión de cada circuito, sería necesario realizar un estudio de detalle, específico para cada uno, que ¬ solo las empresas podrían llevar adelante en virtud del detalle y la cantidad de información requerida. Es por esta razón que las regulaciones sobre desempeño en calidad se orientan a establecer incentivos económicos (penalizaciones, compensaciones) que induzcan a las empresas a adoptar por sí mismas las medidas correctivas que consideran más idóneas en cada caso.

Dicho lo anterior a continuación se presentan unas conclusiones orientativas sobre inversiones que pueden obtenerse del estudio realizado:

Se observa que en general los circuitos operan en condiciones reales en el torno al óptimo económico estimado.

Como se mencionó en otra parte del estudio, en virtud de las hipótesis para el cálculo y las simplificaciones necesarias para poder llevar adelante los mismos, cuando estamos frente a resultados que muestran dos alternativas cuyo costo total resultan similares, no es posible definir en sentido estricto cuál de las dos es la “óptima”, en estos casos se ha considerado óptima a aquella que tiene menos nivel de energía no suministrada. Esta situación se da en general en los circuitos con elevada carga en donde la última alternativa de equipamiento de maniobra tiene un costo total similar al caso que considera respaldo, en cuyos casos hemos considerado a esta última como la solución más adecuada, es decir presenta costo total similar pero mejor nivel de calidad de servicio.

La solución tecnológica que involucra redes subterráneas en ningún caso ha sido seleccionada ni ha estado cerca de aquella que resultara óptima en razón de los elevados costos unitarios de dichas redes.

Finalmente, cuando se analizan los resultados obtenidos en este capítulo y en el anterior se observan resultados que no necesariamente reproducen valores compatibles con el grupo de calidad al que pertenece cada uno, situación que ya fue explicada en el capítulo 2.1.5.

4. ESTIMACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD EXIGIBLES Y SENDAS PARA ALCANZARLOS

4.1. CONSIDERACIONES GENERALES

En este capítulo se presentan los niveles de calidad exigibles, los cuales constituyen las metas objetivo que los operadores de red deberían poder alcanzar en un determinado plazo. Para alcanzar dichos valores se plantean una serie valores de transición (anuales) entre los niveles actuales y los exigibles, a estas metas de transición se las denomina niveles de calidad alcanzables.

En el desarrollo de este estudio se han realizado una serie de análisis y estudios los cuales serán utilizados para definir y analizar la razonabilidad de los valores propuestos.

El mecanismo adoptado para definir los niveles de calidad exigibles es el de benchmarking al interior de cada grupo de calidad. Fijando un nivel de exigencia definido por un percentil (p.e. 30%) sobre la base del análisis de desconexiones por transformador (indicadores individuales) y el nivel medio para cada grupo definido por los niveles de calidad de servicio de la totalidad de los transformadores observados hasta dicho percentil.

Como resultado de este análisis se define para cada grupo de calidad un par de indicadores SAIFI y SAIDI globales y otros individuales medidos en interrupciones año y duración por usuario. Luego con la información de los niveles de calidad reales de cada empresa se plante una transición bajos las siguientes reglas:

- Para el primer ciclo tarifario de aplicación de la nueva normativa de calidad se plantea una transición (a los niveles exigibles) en 4 periodos, de modo que al año uno los límites consideren la situación real de las empresas y luego se van exigiendo mejoras proporcionalmente iguales para todas las empresas.
- Las empresas no necesariamente deben alcanzar en este primer ciclo los niveles exigibles.
- En caso que inicialmente (año cero) un operador de red tenga en algún grupo de calidad un nivel real mejor al límite exigible, se considerará como límite el valor real.
- En caso en que en algún año del periodo, distinto del inicial, alguna empresa por aplicación de la reducción porcentual alcance el límite exigible, el mismo se mantendrá hasta el final del periodo.
- Se propone que los límites sean revisados cada periodo tarifario con el objetivo de ir ajustándolos y que de esta forma la definición de los niveles de calidad exigibles formen parte de un proceso de mejora continua.

4.2. NIVELES EXIGIBLES TEÓRICOS

Para la realización del análisis comparativo (benchmarking) se empleó la información de calidad utilizada en el capítulo1. DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD REALES .

Esta información fue depurada con el objetivo de eliminar datos que pudieran afectar los resultados obtenidos, para esto se consideró lo siguiente:

1. Se consideró para este estudio la información de calidad correspondiente al año 2012.
2. Se descartaron las empresas que en el año 2012 no informaron ninguna indisponibilidad.
3. Se consideraron solamente aquellos transformadores que presentaban información para los doce meses del año.

Con esta información se procedió a clasificar a cada transformador en cada grupo de calidad de acuerdo al código DANE del municipio en el cual se encuentra instalado. Luego se formaron dos matrices (una para frecuencia y otra para duración) las cuales fueron ordenadas en forma creciente de acuerdo al indicador de interés, de esta forma se obtuvo la curva de distribución acumulada para cada indicador.

Se fija el valor correspondiente a los percentiles 20%, 25% y 30% como diferentes escenarios para el nivel exigible de los indicadores de duración y frecuencia individuales, el valor promedio ponderado por usuario para los indicadores (SAIFI y SAIDI) por grupo de calidad y otro global por empresa. No obstante el modelo de cálculo ha quedado parametrizado de modo que se pueden simular otros escenarios. Finalmente se propone un cálculo considerando el percentil 10% con el objetivo de definir el umbra a partir del cual las empresas podrán obtener incentivos.

A continuación se presentan los valores obtenidos para los niveles exigibles teóricos:

4.2.1. NIVELES DE CALIDAD EXIGIBLES

Escenario: Percentil 20%

Frecuencia Individual			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	8,00	8,00	20,00
Ruralidad 2	32,00	43,00	40,00
Ruralidad 3	52,00	59,00	65,00

Duración Individual			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	2,88	2,18	5,20
Ruralidad 2	5,81	17,32	15,92
Ruralidad 3	7,89	21,62	26,10

SAIFI Global			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
|	5,38	4,42	13,49
Ruralidad 2	19,72	27,05	26,74
Ruralidad 3	35,51	43,66	30,23

SAIDI Global			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	1,33	0,83	2,61
Ruralidad 2	2,61	9,35	8,18
Ruralidad 3	4,87	11,90	11,29

Escenario: Percentil 25%

Frecuencia Individual			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	9,00	10,00	26,00
Ruralidad 2	36,00	48,00	45,00
Ruralidad 3	52,00	66,00	75,00

Duración Individual			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	3,76	3,21	6,83
Ruralidad 2	8,99	21,54	19,66
Ruralidad 3	7,89	27,49	36,59

SAIFI Global			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	6,07	5,25	15,79
Ruralidad 2	22,13	29,54	30,20
Ruralidad 3	35,51	46,89	38,68

SAIDI Global			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	1,76	1,22	3,35
Ruralidad 2	3,42	11,50	10,21
Ruralidad 3	5,79	14,84	14,58

Escenario: Percentil 30%

Frecuencia Individual			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	11,00	12,00	34,00
Ruralidad 2	37,00	53,00	50,00
Ruralidad 3	52,00	73,00	85,00

Duración Individual			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	4,77	4,37	8,10
Ruralidad 2	12,08	26,49	23,44
Ruralidad 3	7,89	34,05	44,88

SAIFI Global			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	6,75	6,22	18,75
Ruralidad 2	24,28	31,92	32,49
Ruralidad 3	35,51	50,81	44,81

SAIDI Global			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	2,21	1,69	4,12
Ruralidad 2	4,42	13,90	11,78
Ruralidad 3	4,87	17,42	19,08

Grupo de Calidad	Percentil/Circuito-Empresa	Longitud	Transformadores	Clientes	SAIFI	SAIDI	Ejecución
1	**20%**	**17,06**	**81**	**3.673**	**5,38**	**1,33**	
	25%				**6,07**	**1,76**	
	30%				**6,75**	**2,21**	
	BELC27-CENS	11,41	88	7.735	4,37	3,52	Original
	VE23-CODENSA	10,36	57	6.068	3,68	2,80	Original
	LE11D-CODENSA	56,47	116	1.716	7,14	6,47	Original
	14713-EBSA	12,82	100	5.817	3,14	2,61	Original
2	**20%**	**23,11**	**120**	**3.173**	**5,38**	**1,33**	
	25%				**6,07**	**1,76**	
	30%				**6,75**	**2,21**	
	10000142-EPSA	13,64	8	8	6,55	5,23	Original
	MNA23L13-CHEC	27,23	60	170	6,54	5,44	Original
	10848201-ELECTRICARIBE	24,15	90	4.002	5,27	5,55	Original
	10000095-EPSA	26,93	143	4.173	4,16	4,44	Adicional
	10000744-EPSA	24,35	97	3.983	2,89	3,17	Adicional
3	**20%**	**34,64**	**120**	**3.456**	**13,49**	**2,61**	
	25%				**15,79**	**3,35**	
	30%				**18,75**	**4,12**	
	10837004-ELECTRICARIBE	25,23	82	2.610	5,79	6,19	Adicional
	10909048-ELECTRICARIBE	26,56	120	5.562	3,34	3,74	Adicional
	DOR23L14-CHEC	42,39	147	7.373	7,05	5,77	Adicional
4	**20%**	**51,85**	**100**	**1.774**	**19,72**	**2,61**	
	25%				**22,13**	**3,42**	
	30%				**24,28**	**4,42**	
	15CH01-CEDENAR	79,83	214	2.366	13,90	8,73	Original
	10727801-ELECTRICARIBE	50,21	102	2.359	4,74	4,94	Adicional
	10000072-EPSA	43,05	76	1.421	9,40	6,00	Adicional
	10000138-EPSA	44,54	97	2.475	6,84	6,63	Adicional
5	**20%**	**54,42**	**108**	**2.120**	**27,05**	**9,35**	
	25%				**29,54**	**11,50**	
	30%				**31,92**	**13,90**	
	LM12D-CODENSA	172,41	205	1.515	11,03	9,78	Original
	10806902-ELECTRICARIBE	231,24	323	4.188	33,74	33,78	Original
	10837601-ELECTRICARIBE	112,25	164	2.963	19,34	19,38	Original
	RITP-EIECTROHUILA	71,20	110	1.019	5,81	5,85	Original
	302-ENELAR	189,17	254	7.580	15,54	10,54	Original
6	**20%**	**49,11**	**113**	**2.588**	**27,05**	**9,35**	
	25%				**29,54**	**11,50**	

	30%				**31,92**	**13,90**	
	10676601-ELECTRICARIBE	51,97	68	496	8,47	8,04	Adicional
	10717801-ELECTRICARIBE	45,25	98	2.297	9,38	8,34	Adicional
	10000084-EPSA	51,87	231	6.104	7,62	8,02	Adicional
7	**20%**	**60,77**	**79**	**1.244**	**35,51**	**4,87**	
	25%				**40,12**	**5,79**	
	30%				**45,38**	**6,89**	
	10668202-ELECTRICARIBE	63,33	102	2.077	4,91	5,11	Adicional
	10668203-ELECTRICARIBE	48,05	72	1.109	4,80	5,00	Adicional
	10837403-ELECTRICARIBE	65,45	65	833	9,08	9,28	Adicional
8	**20%**	**89,84**	**92**	**1.363**	**43,66**	**11,90**	
	25%				**46,89**	**14,84**	
	30%				**50,81**	**17,42**	
	10658402-ELECTRICARIBE	71,72	96	2.029	7,14	7,42	Adicional
	10768101-ELECTRICARIBE	41,82	46	554	8,43	8,71	Adicional
	10848101-ELECTRICARIBE	65,57	90	1.266	10,27	10,55	Adicional
9	**20%**	**72,03**	**96**	**1.499**	**43,66**	**11,90**	
	25%				**46,89**	**14,84**	
	30%				**50,81**	**17,42**	
	TIBG11-CENS	46,67	24	158	20,11	14,14	Original
	15314-EBSA	25,18	22	136	8,22	8,10	Original
	10667705-ELECTRICARIBE	77,61	72	1.795	18,93	19,33	Adicional
	10807302-ELECTRICARIBE	77,58	81	718	12,52	12,92	Adicional

En la tabla anterior se resumen los límites de calidad estimados a partir de información real (percentil 20%, 25% y 30%) y los que resultan del análisis de confiabilidad de los circuitos representativos. En la misma se puede observar que los resultados obtenidos presentan disparidad entre un caso y el otro, que se hace más evidente a medida que aumenta el grupo de calidad.

El análisis de circuitos adicionales ha permitido completar información para todos los grupos de calidad. Puede observarse, tal como se mencionó anteriormente, que el criterio de selección de los mismos fue que las variables: longitud de red, cantidad de transformadores y de clientes presentaran la mayor similitud con los valores medios determinados para cada grupo de calidad.

Los resultados obtenidos por simulación evidencian un comportamiento promedio ubicándose por sobre los reales para los grupos de calidad bajos y por debajo en los altos, producto de las limitaciones ya explicadas del método.

Por otro lado, en el caso particular de Colombia la regulación establece la contabilización de las indisponibilidad a partir del minuto, situación que le da cierta particularidad y para la cual se entiende que los limites adoptados deben reflejarla.

En función de lo dicho, se propone adoptar como límites de calidad los obtenidos a partir del análisis de la información real y por el percentil 30%.

4.3. NIVELES EXIGIBLES DE APLICACIÓN

Como se observa en las tablas correspondientes a los indicadores exigibles teóricos existen algunos casos de incompatibilidad de valores, los cuales deben ser ajustados. A continuación se propone un ajuste que elimina las incompatibilidades observadas para el escenario definido por el percentil 30%:

Frecuencia Individual			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	11	12	34
Ruralidad 2	37	53	53
Ruralidad 3	74	74	85

Duración Individual			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	5	5	8
Ruralidad 2	12	26	26
Ruralidad 3	17	34	45

SAIFI Global			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	7	7	19
Ruralidad 2	24	32	32
Ruralidad 3	45	51	51

SAIDI Global			
	Riesgo 1	**Riesgo 2**	**Riesgo 3**
Ruralidad 1	2	2	4
Ruralidad 2	4	14	14
Ruralidad 3	7	17	19

4.4. NIVELES ALCANZABLES. TRANSICIÓN

Tal como se mencionó anteriormente se propondrán para cada empresa una serie de límites alcanzables para los indicadores globales e individuales para un periodo de cinco años de modo tal que al final del quinto año los valores límites sean los exigibles.

A los efectos de definir el senderos de transición de los indicadores de calidad globales que incentiven a las empresas a implementar planes de mejora de calidad y sean a la vez factibles de alcanzar desde el punto de vista operativo y de gestión, es útil observar la experiencia internacional en la materia especialmente en Latinoamérica.

Es apropiado considerar países que han experimentado procesos de regulación similares, es decir de control de sus indicadores de calidad de servicio, producto de la definición de normativas especificas por parte de la autoridad regulatoria. Se consideró la evolución de los índices de calidad (frecuencia y duración) para empresas de Argentina (EDENOR y

EDELAP) y Bolivia (Global) para las cuales se cuenta con información disponible y con adecuado respaldo publicado.

Es importante resaltar que para la medición de la tasa de mejora se ha considerado desde el instante inmediato anterior a la aplicación de la normativa de calidad hasta que los mismos hayan presentado una razonable estabilidad. La etapa inicial se caracteriza por niveles de calidad muy alejados de los requerimientos de la regulación (pre-regulación) y para la final se adoptó aquel periodo para el cual la estabilidad de los niveles alcanzados se mantiene por al menos un año.

En las siguientes tablas se presenta la evolución de los indicadores de calidad y el periodo requerido para alcanzar valores estables:

Argentina (EDENOR)[2]	FMIK	TTIK
Incio	5,0	8,5
Fin	2,5	4,0
Años	6	6
Tasa mejora periodo	50%	53%
Tasa mejora anual	-11%	-12%

Argentina (EDELAP)1	FMIK	TTIK
Incio	4,0	7,5
Fin	2,0	3,0
Años	5	5
Tasa mejora periodo	50%	60%
Tasa mejora anual	-11%	-14%

Bolivia3	Frecuencia	Duración
Incio	5,5	4,0
Fin	3,0	2,0
Años	7	7
Tasa mejora periodo	45%	50%
Tasa mejora anual	-8%	-9%

Como puede observarse, las tasas de mejora de los indicadores de calidad alcanzadas por las empresas oscilan entre un 8% y un 14% dependiendo del país y de las condiciones propias de cada empresa y en promedio en torno al 11%.

Es necesario tener en cuenta que para que las empresas puedan adaptarse a las nuevas condiciones de calidad, se requiere de un periodo de análisis y diagnóstico de los problemas, desarrollos de los proyectos, evaluación de costos e inversiones y finalmente la implementación de las soluciones requeridas. En general este periodo de adaptación de acuerdo a la experiencia de este consultor excede el año.

[2] ENRE - Informe Anual 2000, Capitulo 5 “El control de la calidad del servicio de distribución”

[3] Stimulatin Efficient, IEEE 1540-7977/97

Por lo indicado es que se propone una tasa de mejora anual para los indicadores de calidad de 8% a partir del segundo año, partiendo de la situación actual de las empresas para los indicadores.

A diferencia de los indicadores globales en donde se ha propuesto un sendero de transición con una tasa de mejora anual limitada con el objetivo de que la empresa pueda avanzar con las inversiones y tareas requeridas para mejorar los niveles de calidad de sus redes, con los indicadores individuales, es decir aquellos que efectivamente perciben los usuarios, se propone una transición completa en el periodo regulatorio de modo de alcanzar el valor exigible en el año cinco. El objetivo de este mecanismo es que se compense a los usuarios cuando estos reciben un nivel de calidad por encima de los limites determinados, por considerarse que en esta etapa del proceso dichos límites constituyen el umbral de calidad mínimo que los usuarios deberían percibir.

Finalmente, para los indicadores individuales se propone un sendero de transición (niveles alcanzables) de modo que al final del periodo de cinco año estos lleguen a los niveles exigibles.

Debido a la cantidad de empresas en este informe se presenta el caso de EBSA con límites definidos por el percentil 30%. Las demás empresas serán presentadas en sus respectivos archivos electrónicos. En el Anexo III se presenta el procedimiento de utilización del modelo para la determinación de los límites de calidad.

EBSA – Indicadores de frecuencia

Indicadores Globales (SAIFI)

Reales	E1	E2	E3
R1	29,9	26,9	
R2	54,5	108,3	107,0
R3	88,6	43,2	35,5

Objetivo	E1	E2	E3
R1	6,8	6,8	18,7
R2	24,3	31,9	32,5
R3	45,4	50,8	50,8

Año 0	E1	E2	E3
R1	29,9	26,9	ND
R2	54,5	108,3	107,0
R3	88,6	43,2	35,5

Año 1	E1	E2	E3
R1	27,5	24,8	ND
R2	50,1	99,6	98,4
R3	81,5	43,2	35,5

Año 2	E1	E2	E3
R1	25,3	22,8	ND
R2	46,1	91,7	90,5
R3	75,0	43,2	35,5

Año 3	E1	E2	E3
R1	23,3	21,0	ND
R2	42,4	84,3	83,3
R3	69,0	43,2	35,5

Año 4	E1	E2	E3
R1	21,4	19,3	ND
R2	39,0	77,6	76,6
R3	63,5	43,2	35,5

Indicadores Individuales (fallas/año)

Objetivo	E1	E2	E3
R1	11,0	12,0	34,0
R2	37,0	53,0	53,0
R3	74,0	74,0	85,0

Año 0	E1	E2	E3
R1	49	48	ND
R2	83	180	175
R3	145	74	85

Año 1	E1	E2	E3
R1	34	34	ND
R2	68	133	130
R3	122	74	85

Año 2	E1	E2	E3
R1	23	24	ND
R2	55	98	96
R3	103	74	85

Año 3	E1	E2	E3
R1	16	17	ND
R2	45	72	71
R3	87	74	85

Año 4	E1	E2	E3
R1	11	12	ND
R2	37	53	53
R3	74	74	85

Indicador EMPRESA (SAIFI)

Clientes (%)	E1	E2	E3
R1	38%	4%	0%
R2	31%	6%	4%
R3	11%	1%	5%

Real
52,2

Año 0
52,2

Año 1
48,2

Año 2
44,5

Año 3
41,2

Año 4
38,1

EBSA – Indicadores de duración

Indicadores Globales (SAIDI, horas)

Reales	E1	E2	E3
R1	2,6	6,0	
R2	6,8	18,1	16,0
R3	16,4	12,8	8,9

Objetivo	E1	E2	E3
R1	2,2	2,2	4,1
R2	4,4	13,9	13,9
R3	6,9	17,4	19,1

Año 0	E1	E2	E3
R1	2,6	6,0	ND
R2	6,8	18,1	16,0
R3	16,4	12,8	8,9

Año 1	E1	E2	E3
R1	2,4	5,5	ND
R2	6,2	16,7	14,7
R3	15,1	12,8	8,9

Año 2	E1	E2	E3
R1	2,2	5,1	ND
R2	5,7	15,3	13,9
R3	13,9	12,8	8,9

Año 3	E1	E2	E3
R1	2,2	4,7	ND
R2	5,3	14,1	13,9
R3	12,8	12,8	8,9

Año 4	E1	E2	E3
R1	2,2	4,3	ND
R2	4,8	13,9	13,9
R3	11,8	12,8	8,9

Indicadores Individuales (horas/año)

Objetivo	E1	E2	E3
R1	5	5	8
R2	12	26	26
R3	17	34	45

Año 0	E1	E2	E3
R1	6	13	ND
R2	18	35	30
R3	41	34	45

Año 1	E1	E2	E3
R1	5	10	ND
R2	17	32	29
R3	33	34	45

Año 2	E1	E2	E3
R1	5	8	ND
R2	15	30	28
R3	27	34	45

Año 3	E1	E2	E3
R1	5	6	ND
R2	13	26	27
R3	21	34	45

Año 4	E1	E2	E3
R1	5	5	ND
R2	12	26	26
R3	17	34	45

Indicador EMPRESA

Clientes (%)	E1	E2	E3
R1	38%	4%	0%
R2	31%	6%	4%
R3	11%	1%	5%

Real
7,5

Año 0
7,5

Año 1
6,9

Año 2
6,5

Año 3
6,1

45
37

Año 4
5,8

El periodo considerado para la aplicación de estos senderos de transición está determinado por un periodo regulatorio (5 años), tal como se muestra en las tablas anteriores comenzando en el año 0 (periodo en donde se considera como límite los niveles de calidad reales de las empresas) hasta el año 4, periodo en el cual variación de los indicadores alcanzará una reducción del 28% aproximadamente.

4.4.1. DETERMINACIÓN DE NIVELES DE CALIDAD ALCANZABLES Y EXIGIBLES PARA EMPRESAS QUE NO DISPONEN DE MEDICIONES.

Para los casos en donde se requiera disponer de un sendero de niveles de calidad se propone la siguiente metodología:

1. Para cada empresa se definen las siguientes variables características: km de red de MT y cantidad de transformadores.
2. Se considera a cada empresa sin medición de calidad como centro del conglomerado de empresas y se seleccionan las 6 empresas más cercanas.

3. Una vez seleccionadas las 6 empresas representativas se determina el nivel REAL para cada grupo de calidad a partir del valor promedio presentado por dichas empresas.
4. Definido el nivel real y siendo el nivel exigible un valor único se plantea la transición geométrica entre ambos valores obteniendo así el sendero de transición.

Las empresas a las cuales ha debido ser aplicado este procedimiento son las siguientes (para cada una de ellas se presentan como sub ítems aquellas que han sido seleccionadas como representativas):

- Empresas Municipales de Cartago – EMCARTAGO
  - Compañía de Electricidad de Tuluá - CETSA
  - Empresa de Energía del Bajo Putumayo
  - Empresa de Energía del Guaviare - ENERGUAVIARE
  - Empresa de Energía del Valle del Sibundoy
  - Electrificadora de Santander - ESSA
  - Empresa de Energía del Arauca - ENELAR
- Empresa Municipal de Energía Eléctrica
  - Ruitoque
  - Electrificadora de Santander - ESSA
  - Empresa de Energía del Valle del Sibundoy
  - Empresa de Energía del Arauca - ENELAR
  - Empresa de Energía del Guaviare - ENERGUAVIARE
  - Empresa de Energía del Bajo Putumayo
  - Empresa de Energía del Putumayo
- Empresa de Energía del Bajo Putumayo
  - Empresa de Energía del Guaviare - ENERGUAVIARE
  - Empresa de Energía del Valle del Sibundoy
  - Empresa de Energía del Arauca - ENELAR
  - Compañía de Electricidad de Tuluá - CETSA
  - Electrificadora de Santander - ESSA

CAPITULO II - SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y REGIONAL

1. INTRODUCCIÓN

En relación a la Prestación de Servicios para Determinar los Niveles de Calidad Exigibles en las Redes del SIN, y particularmente en lo que respecta a los Sistemas de Transmisión Nacional (STN) y Regional (STR), se presenta el siguiente Informe que documenta las tareas definidas en los Términos de Referencia (TdR) para cumplir los objetivos del estudio relacionados con los niveles de desempeño registrados, así como aquellos que son producto de ser alcanzables y exigibles.

En las tareas desarrolladas para determinar los Niveles de Calidad para la prestación del servicio en el STN y el STR, se requirió de la conjunción de diferentes aproximaciones analíticas en relación a la revisión estadística del desempeño registrado en el sistema bajo estudio, que incluyen la comparación con estándares internacionales y el comportamiento de instalaciones similares en la región, y fundamentalmente, la justificación de los desvíos más significativos verificados en equipos existentes en relación con los valores medios esperados.

A continuación hay una descripción de las actividades desarrolladas relacionadas a la "Determinación de los niveles de calidad reales", "Estimación de los niveles de calidad alcanzables", y "Estimación de los niveles de calidad exigibles" sobre el Sistema de Transmisión Nacional y Regional.

- Análisis estadístico para determinar, a través de los indicadores adoptados, los niveles actuales de calidad que se presentan en el STN y en los STR. Análisis multivariado o de correlación para asociar las diferentes causas, duraciones y afectaciones de las indisponibilidades.
- Contraste y correlación entre los niveles de desempeño observados en el ámbito de las redes del STN y del STR con los registrados en otros países.
- Establecimiento de las tasas de falla, tiempos de reparación y de mantenimiento que, de acuerdo a buenas prácticas de ingeniería, se deben considerar como aceptables para interrupciones en las redes del STN y del STR.
- Estimación de los niveles de calidad exigibles para la prestación del servicio en el STN y en los STR, proponiendo el nivel al cual deben establecerse para su aplicación inmediata.

La definición de los objetivos de calidad a aplicar tiene relación con los estándares alcanzables y que con cierta exigencia que se pretende del Sistema, coincidentes con aquellos que son observables a nivel internacional. Se entiende que en el caso de las redes del STN y el STR, los objetivos son factibles de establecerse en parte sobre la base de los antecedentes de desempeño de los años más recientes, atendiendo a las posibilidades del equipamiento en su entorno, pero prestando especial atención a los estándares internacionales.

2. OBJETIVOS Y ALCANCE

Los alcances de la consultoría cumple tiene como premisa con las siguientes tareas:

1. Análisis de la información de base suministrada por la CREG
2. Determinación de los Niveles de Calidad Reales

3. Estimación de los Niveles de Calidad Alcanzables

4. Estimación de niveles de Calidad Exigibles

Con el sentido de cumplir con los objetivos de la Consultoría, y que oportunamente se presentaron para identificar:

- Niveles de calidad alcanzables en las redes del STN y del STR, en términos de duración de las indisponibilidades.

- Niveles de calidad exigibles en las redes del STN y del STR a partir de los niveles de reales de cada TN o cada OR.

3. ANTECEDENTES REGULATORIOS SOBRE LA CALIDAD DE SERVICIO PARA EL STN Y STR

En cuanto a la normativa del STN y ST, a continuación se presentan los principales hitos regulatorios en cuanto a normativa de Calidad de Servicio:

3.1. RESOLUCIONES PARA EL STN

En particular, los antecedentes regulatorios referidos a la regulación de la Calidad de Servicio del STN son:

- Resolución CREG 011-2009, sobre la Metodología y Fórmulas Tarifarias para la Remuneración de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en el STN.
- Capítulo 4 del Anexo General de la Resolución CREG 011-2009, donde se establecen las características que se deben cumplir en cuanto a la calidad en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN.
- Resolución CREG 093-2012, Reglamento para el Reporte de Eventos y el Procedimiento para el Cálculo de la ENS y Disposiciones de Calidad del Servicio en el STN.
- Anexo General de la Resolución CREG 093-2012, Reglamento para el Reporte de Eventos.

3.2. RESOLUCIONES PARA EL STR

Se destacan los siguientes antecedentes regulatorios relativos a aspectos sobre la Calidad de Servicio en el STR:

- Resolución CREG 097-2008, Principios Generales y Metodología para el Establecimiento de los Cargos por Uso de los STR y SDL.
- Capítulo 11 del Anexo General de la Resolución CREG 097-2008, donde se establecen se establecen las reglas que se deben cumplir en cuanto a la calidad en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica tanto en los STR como en los SDL.
- Resolución CREG 094-2012, Reglamento para el Reporte de Eventos y el Procedimiento para el Cálculo de la ENS, y Disposiciones de Calidad del Servicio en los STR.
- Anexo General de la Resolución CREG 094-2012, Reglamento para el Reporte de Eventos.

3.3. CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS REGULATORIO

En relación a lo Regulatorio de la Calidad de Servicio del STN y STR, se observa un marcado interés por obtener una tarifa integral que incluya el rendimiento sobre la Calidad de Servicio, y esto se refleja en la determinación de las compensaciones sobre el ingreso mensual que es remunerado a los operadores de la red.

En general la normativa para STN y STR se caracteriza por aquellos indicadores que originan reducción o compensación en el ingreso al TN y que son mencionados a continuación:

- Duraciones de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión en el STN y STR que supera las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas.
- La Energía No Suministrada (ENS) por la indisponibilidad de un Activo que supera el 2% de la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico estimada por el Centro Nacional de Despacho.

Metodológicamente, en la regulación sólo se tienen en consideración los tiempos de indisponibilidad y los niveles de cortes de carga (sobre pronósticos de demanda), y que son producto de ser penalizados. Por el contrario, no se penaliza por número o tasas de indisponibilidad asociadas a los activos, tal como se utilización en parte de la normativa internacional, aunque se admite que las salidas tiene influencia en estos indicadores de referencias admitidos por la regulación Colombiana.

La Regulación define valores límites admisibles para los indicadores de indisponibilidad que cuando son superados por los registros del período bajo análisis generan compensación sobre el Ingreso Mensual Regulado (a favor de los usuarios de red a través de la tarifa). La compensación por tiempo de indisponibilidad resulta en un valor porcentual de lo que representan las horas a compensar respecto de las horas del período. Mientras que la compensación por Energía No Suministrada (ENS) resulta del máximo entre el Costo Incremental Operativo por Racionamiento y el porcentual de lo que representan las horas afectadas por la indisponibilidad respecto de las horas del período.

4. BENCHMARKING INTERNACIONAL DE INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

En este apartado se presenta el análisis de la literatura existente relacionada a la confiabilidad en redes de transmisión para dar cumplimiento a lo requerido en el numeral 3.2.2 de los términos de referencia del estudio (TdR).

Con el objeto de realizar un benchmarking de indicadores de calidad de redes de transmisión de energía eléctrica se revisó la información de estándares del ámbito internacional sobre estadísticas de desempeño de empresas latinoamericanas, particularmente de Brasil, por la abundante información disponible y la diversidad de sus ambientes geográficos y climáticos.

A continuación por cada país, se describen los principales aspectos de las metodologías regulatorias que son utilizadas para evaluar el desempeño, y que su incumplimiento genera penalizaciones a los operadores de la red y/o disparadores de inversiones en el sistema de transmisión para la confiabilidad del suministro. Además, se presenta el análisis del desempeño de redes por país, en el que se destaca la caracterización de las redes en relación a los niveles de tensión utilizados, los indicadores de calidad registrados y aquellos que son referencia desde el punto de vista de la normativa.

4.1. BRASIL

4.1.1. ANEEL

La Resolución Normativa de ANEEL Nº 270 [8] establece las disposiciones relativas a la calidad del servicio público de transmisión de energía eléctrica, asociado a la disponibilidad de las instalaciones integrantes de la Red Básica que componen el Sistema Interconectado Nacional SIN.

Las empresas de transporte ponen a disposición sus instalaciones para la operación del SIN, firmando un Contrato de Prestación de Servicios de Transmisión (CPST) con el Operador Nacional del Sistema (ONS). En contrapartida, reciben las Receitas Anuais Permitidas (RAP), es decir una remuneración anual asegurada en forma independiente del flujo de energía.

Por otra parte se establece un Adicional a las RAP, como un incentivo a la mejora de la disponibilidad de las instalaciones de transmisión, dado que las empresas podrán ver disminuidos sus ingresos a través de una porción de ingreso variable por indisponibilidad (Parcela Variável Por Indisponibilidade, PVI).

Este régimen de descuentos se aplicó en forma inmediata para nuevas instalaciones, y en forma gradual para las existentes.

Para la aplicación del esquema, se definieron Patrones de Frecuencia y Duración de Desconexión, a partir de un estudio estadístico basado en el análisis de una muestra de varios años, expurgando los valores con peores desempeños. Estos Patrones establecen los valores máximos que se admiten sin aplicar descuentos por PVI.

Las concesionarias de transmisión recibirán el Adicional a las RAP vinculado a una instalación, cuando la duración de las desconexiones no programadas, acumulada en el período de 12 meses anteriores a mayo, sea igual o inferior a los tiempos Patrones de Desconexión definidos en la Resolución. Si se cumple la condición anterior, también podrán recibir un adicional por duración menor de Desconexiones Programadas.

En la siguiente tabla se muestran los Patrones de Frecuencia y Duración de Desconexión propuestos y establecidos para la aplicación del esquema descripto.

Tabla 25: Patrones de Frecuencia y Duración de Desconexión propuestos y establecidos por ANEEL

Função Transmissão		Família de Equipamento	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator Ko	Fator Kp
			Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)			
LT		≤ 5km(*)	26	0,5	1	150	10
		>5km e ≤50Km(*)	26	1	1		
		>50km - 230kV	21	1,5	3		
		345kV	21	1,5	2		
		440kV	38	1,5	2		
		500kV	38	2	2		
		750kV	38	2,3	3		
		Cabo Isolado(*)	54	0,5	não possui	50	2,5
TR		≤345kV	21	1	1	150	10
		>345kV	27	1	1		
CR	REA	≤345kV	58	2	1	150	10
		>345kV	26	1,5	1		
	CRE	(*)	73	19,17	3	150	7,5
	CSI	(*)	666 (**)	17	3	50	2,5
	BC	(*)	46	3	3	100	5,0
	CSE	(*)	20	5,6	3	150	7,5

(*) Qualquer nível de tensão de uso na Rede Básica.
(**) Período de 666 horas em 2 anos.

Leyendas: LT: Línea de Transmisión TR: Transformador

CR: Control de P. Reactiva REA: Reactor

CRE: Compensador Estático CSI: Compensador Síncrono

BC: Banco de Capacitor CSE: Compensación Serie

Ko: Factor multiplicador para Salidas Forzadas (Outros Desligamentos)

Kp: Factor multiplicador para Salidas Programadas.

Ko y Kp se utilizan para el cálculo de la PVI según la siguiente expresión:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} K_p \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDP_i\right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} Ko_i DVOD_i\right)$$

PB: Remuneración Base de la FT (equipo que cumple Función de Transmisión);

ΣDVDP y ΣDVOD: Sumatorias de la Duración Verificada de Salida Programada y de la Duración Verificada de Salidas Forzadas de una FT (en minutos).

D: Número de días del mes de la ocurrencia

NP: Número de Salidas Programadas de la FT ocurridas en el mes

NO: Número de Salidas Forzadas de la FT ocurridas en el mes.

Se destaca que las tasas de falla para líneas no están establecidas en eventos por km o cada 100 km, sino en desconexiones por año. Se observa que para niveles de voltaje crecientes la tasa de fallas presenta escasas variaciones, por lo que, asumiendo que a mayor tensión, en general, las líneas de transporte son más largas, se puede decir que de alguna manera los valores reflejan implícitamente un incremento de calidad de desempeño para líneas de mayor voltaje.

Como contrapartida, para líneas cortas la tasa de falla no decrece significativamente, lo cual de alguna forma refleja la incidencia de fallas originadas en elementos accesorios de las líneas, asociados a las bahías y estaciones extremas, que no son dependientes de la longitud. En otras palabras, líneas cortas en general presentan tasas de falla por unidad de longitud sensiblemente mayores a las de las más extensas.

4.1.2. EL PROYECTO BDCONF

El proyecto BDConf [9] es el resultado de un trabajo conjunto realizado entre el ONS y el Laboratorio de Planeamiento de Sistemas de Energía Eléctrica de la Universidad Federal de Santa Catarina (UFSC), y consistió en el desarrollo de un sistema computacional para el cálculo de índices de desempeño de componentes de sistemas de transmisión y generación.

El documento [9] tuvo como objetivo presentar índices de desempeño realistas, representativos del sistema eléctrico brasileño (tasas de falla y tiempos medios de reparación) para líneas de transmisión, transformadores, generadores, compensadores sincrónicos y estáticos. Esos índices fueron calculados utilizando el sistema y usando la información y registros de eventos disponibles en el ONS.

a) Líneas de Transmisión

Los índices de desempeño fueron calculados para el período entre 1990 y 2003. En el estudio se consideró como salida permanente a todas las salidas con duraciones superiores a 1 minuto. En la siguiente tabla se presentan los índices de desempeño para el período total disponible.

Tabla 26: Tasas de Falla y Tiempos Medios de Reparación – Líneas de Transmisión – 1990-2003

Classe de Tensão [kV]	Saídas Internas		Saídas Terminais		Saídas Primárias (Internas e Terminais)		Saídas Secundárias		Todos os Tipos de Saída (Primária e Secundária)	
	Taxa de Falhas [falhas/km.ano]	Tempo Médio De Reparo [h]	Taxa de Falhas [falhas/terminais.ano]	Tempo Médio De Reparo [h]	Taxa de Falhas [falhas/km.ano]	Tempo Médio De Reparo [h]	Taxa de Falhas [falhas/km.ano]	Tempo Médio De Reparo [h]	Taxa de Falhas [falhas/km.ano]	Tempo Médio De Reparo [h]
138	0,0246	1,8919	0,1097	2,1017	0,0293	1,9256	0,0095	0,6702	0,0388	1,6194
230	0,0140	1,6558	0,2049	1,2628	0,0185	1,5604	0,0061	0,6048	0,0246	1,3246
345	0,0131	1,4116	0,2485	1,7415	0,0186	1,5102	0,0045	0,8342	0,0232	1,3776
440	0,0060	6,4242	0,4658	1,7404	0,0107	4,3546	0,0033	1,6042	0,0140	3,7126
500	0,0079	3,3933	0,2859	1,4262	0,0116	2,7669	0,0045	1,0863	0,0161	2,2938
750	0,0045	7,5955	0,5101	2,2278	0,0080	5,2917	0,0026	0,8982	0,0106	4,2079

Donde:

- Salida Primaria: ocurre como consecuencia directa del incidente iniciador y no depende de otra salida.
- Salida Secundaria: es consecuencia directa de otra salida (disparo remoto, respaldo etc.).
- Interna: salida primaria donde el incidente iniciador se manifiesta sobre la extensión de la línea de transmisión (falla longitudinal).
- Origen Terminal: salida primaria donde el incidente iniciador se manifiesta en los terminales de la línea de transmisión (protecciones, elementos de conexión, etc.).

La siguiente tabla presentan los índices de confiabilidad de líneas de transmisión actualmente utilizados por ONS, obtenido a partir de estadísticas de fallas de 1994 a 1998, sin expurgar las caídas de torres, considerando ocurrencias forzadas y permanentes, con tiempo de reparación superior a un minuto, y debidas a todas las causas (internas, externas, secundarias y operacionales).

Tabla 27: Desempeño de Líneas de Transmisión – 1994-1998

Classe de Tensão [kV]	Taxa de Falha [falhas/(km.ano)]	Tempo Médio de Reparo [h]
138	0,04092	2,958
230	0,01981	2,286
345	0,01804	3,142
440	0,01057	3,411
500	0,01382	1,521
750	0,00978	14,635
Valor médio (todas as tensões abrangendo 455 104,1 km.ano)	0,02563	2,792

Los índices obtenidos por el BDConf y por ONS presentan el mismo orden de magnitud respecto a la tasa de fallas. Aparece una mayor dispersión en los tiempos medios de reparación para líneas de 750 kV. En las siguientes figuras se comparan ambos resultados:

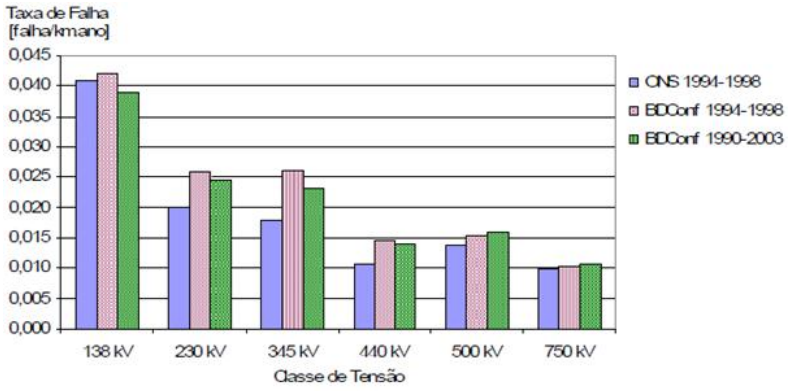


Figura 4.3 – Comparação das Taxas de Falha Extraídas pelo BDConf e aquelas em Uso Pelo ONS [3]

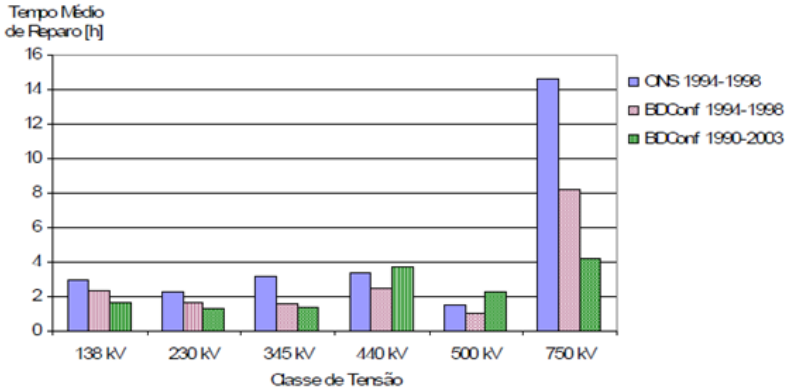


Figura 4.4 – Comparação dos Tempos Médios de Reparo Extraídos pelo BDConf e Aqueles em Uso Pelo ONS

Gráfica Nº 1: Comparación de índices para Líneas obtenidos por el BDConf con los utilizados por ONS

b) Transformadores

Del mismo modo, el documento [9] presenta los resultados de índices obtenidos por el BDConf, y su comparación con los adoptados por ONS, para el caso de los transformadores, según se resume mediante las siguientes tablas y figuras.

Tabla 28: Índices de Desempeño por Nivel de Voltaje para Transformadores – 1990-2003

Classe de Tensão	Exposição [unidades.ano]	Tempo Total de Reparo [h]	Número de Ocorrências	Taxa de falha [falhas/unidade.ano]	Tempo Médio de Reparo [h]
138 kV	8282,3193	24181,1328	2944	0,3561	8,2137
230 kV	5273,8081	47463,2272	3457	0,6555	13,7296
345 kV	1814,5311	28097,1240	836	0,4614	33,6090
440 kV	644,6268	1795,1934	183	0,2839	9,8098
500 kV	1493,4194	26629,8692	542	0,3636	49,1326
750 kV	144,1230	2030,7505	23	0,1598	88,2935

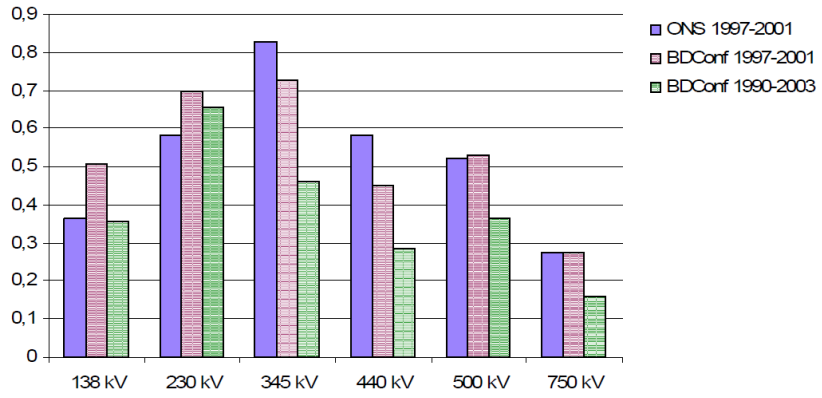


Figura 5.5 –Taxas de Falha para Transformadores [falhas/(unidade.ano)]

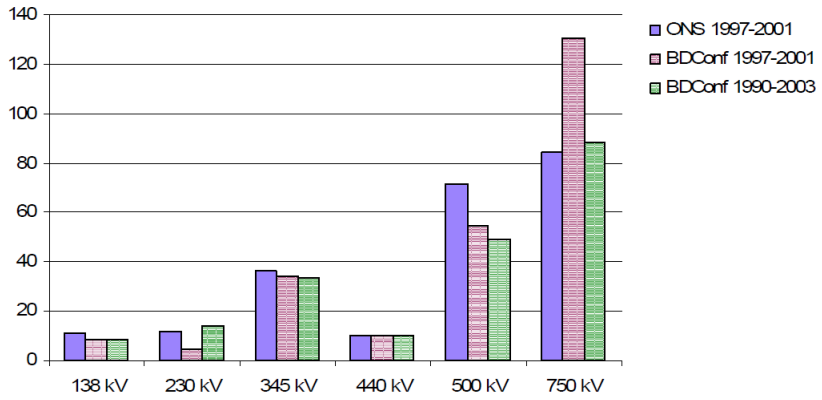


Figura 5.6 –Durações Médias de Falhas para Transformadores [h]

Gráfica Nº 2: Comparación de índices para Transformadores obtenidos por el BDConf con los de ONS

Los gráficos muestran como tendencia que las tasas de falla decrecen a medida que el nivel de voltaje aumenta, si bien esto no se verifica para los de 138 y 230 kV. En líneas generales, se puede afirmar que las tasas de falla para estos equipos son muy bajas y en promedio no superan **0.5 fallas/(unidad-año)**.

Se aprecia en cambio una tendencia creciente para los tiempos medios de reparación con el aumento del nivel de voltaje, con excepción de los transformadores de 440 kV. El valor medio se encuentra en el orden de las **40 h/falla**.

c) Conclusión del análisis del proyecto BDConf

Dada la magnitud de la muestra, de la rigurosidad de las metodologías empleadas y de la consistencia de los resultados obtenidos en relación con los patrones utilizados por el propio ONS, se puede concluir que los valores que surgen de este análisis constituyen un excelente estándar de Objetivos de Calidad a ser tomado como referencia.

4.2. OTROS ESTÁNDARES

Del informe sobre “Determinación de los Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión de la RTR - EOR” [7] resulta de interés extraer la siguiente información relativa a los estándares aceptados en dos países tan disímiles como Chile y Jordania. El informe afirma que ejemplos de la especificación de parámetros básicos individuales de confiabilidad pueden encontrarse en varios mercados de electricidad y que, en cuanto a su naturaleza, son similares a los adoptados en el sistema de transmisión del mercado de electricidad chileno que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 29: Índices básicos de confiabilidad de elementos de transmisión en el sistema chileno

Nivel de Tensión	HPROt (horas/100km-año)	HFORt (horas/100km-año)	FFORt (ocurrencias/100km-año)
220<kV<500	20	10	3
100<kV<220	20	15	4
44<kV<100	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1

HPROt = Duración de indisponibilidades programadas para la red de transmisión.
HFORt = Duración de indisponibilidades forzadas para la red de transmisión.
FFORt = Frecuencia de indisponibilidades forzadas para la red de transmisión.

También se destaca la importancia de destacar que en cada mercado de electricidad se manejan diferentes estándares. Para reafirmar esto, se muestra el ejemplo del sistema eléctrico de Jordania:

Líneas de transmisión (nivel de voltaje superior a 33 kV):

- Frecuencia: 5.0 salidas/año/100 km.
- Duración: 2.5 horas/año (sin especificar si es por línea o por cada 100 km).

Transformadores:

- Frecuencia: 1.5 salidas/año
- Duración: 1.5 horas/año por salida.

4.3. ESTUDIOS REALIZADOS POR EL CONSULTOR

Además de los estudios de la referencia [10], el Consultor dirigió y participó de proyectos similares para otras transportistas de la región. Los límites de comportamiento objeto de esos estudios constituyen conceptos similares a los Objetivos de Calidad, y están determinados por valores extremos de Índices de Calidad, calculados mediante la contabilización de la frecuencia y duración de las desconexiones de líneas de transmisión, transformadores y equipos de compensación vinculados al Sistema de Transporte de Alta Tensión.

Si bien los regímenes de calidad muchas veces no discriminan, al momento de aplicar sanciones, entre fallas permanentes o transitorias, dicha limitación podría ser subsanada en futuras revisiones de la regulación. Resulta ilustrativo rescatar de los referidos estudios [10] algunos conceptos asociados a la duración de las indisponibilidades:

- Se define como fallas transitorias, o de corta duración, a aquellos eventos en que la desconexión del elemento se produce como consecuencia de algún suceso que se extingue de manera inmediata (ejemplo: descargas atmosféricas) o en las que el elemento fallado no pertenece al equipo desconectado, el que puede, por lo tanto, ser nuevamente puesto en servicio mediante simples maniobras operativas (ejemplo: apertura de la línea por protección de respaldo de otro equipo de la misma estación). En estos casos, las maniobras son realizadas directamente de manera remota desde el centro de control del Transmisor y no requieren por lo tanto ningún tipo de desplazamiento hasta el lugar de emplazamiento del equipo desconectado.
- Complementariamente, se define como fallas permanentes, o de larga duración, a todos aquellos eventos en los que el equipo desconectado presenta una falla estructural que le impide cumplir su función hasta tanto la misma sea reparada, exigiendo por lo tanto desplazamiento hasta el lugar de la falla y la permanencia

del equipo fuera de servicio hasta que se completen las necesarias reparaciones (ejemplo: rotura de conductor, reemplazo de aisladores, etc.).

Como parte de aquellos proyectos [10], se realizaron y actualizaron oportunamente análisis de Benchmarking de los principales estándares de calidad de servicio establecidos en el ámbito internacional, con un análisis detallado de las estadísticas de desempeño que presentaban, principalmente, diferentes empresas del ámbito latinoamericano.

A modo de referencia comparativa, se presentan en la siguiente tabla los valores máximos, medios y mínimos promedio de los indicadores de calidad registrados en líneas de transmisión, obtenidos del mencionado benchmarking para [10], realizado a partir del procesamiento de la información registrada para cada país: Brasil (hasta el año 2000), Venezuela (2000/2007), Canadá (1997/2001), diversas regiones de Argentina (1995/2006). Los valores medios representan un promedio ponderado con la longitud total asociada a las líneas de cada nivel de tensión.

Tabla 30: Indicadores de Calidad Registrados - Valores Promedio [10]

	Máximos		Promedios Ponderados		Mínimos	
[kV]	[fallas / 100km-año]	Duración Promedio [h/falla]	[fallas / 100km-año]	Duración Promedio [h/falla]	[fallas / 100km-año]	Duración Promedio [h/falla]
220/240	18.2	6.8	**2.5**	**4.6**	0.4	1.2
115/144	25.1	9.7	**4.0**	**6.9**	0.8	1.3
66/72	19.9	6.1	**9.0**	**5.9**	5.9	1.1

Se pueden hacer los siguientes comentarios extraídos del análisis de Benchmarking reportado en el estudio de la referencia:

- La dispersión en la frecuencia de fallas es muy grande.
- Existe un claro incremento en la frecuencia de fallas a niveles menores de tensión y es posible decir que el nivel de fallas es inversamente proporcional a la tensión del equipamiento.
- Las fallas transitorias son en general muy superiores en número a las permanentes y con tiempos muy diferenciados.
- El valor medio en la frecuencia de fallas puede ser considerado un buen estándar de calidad.
- En los países y regiones elegidas para el análisis, el comportamiento promedio lleva a identificar un conjunto de valores globales asociados a cada nivel de tensión, que parece representar, exceptuando algunos casos emergentes, el índice de calidad esperado para ese tipo de instalaciones, y el que además responde a las exigencias impuestas por las respectivas regulaciones. Ese conjunto de valores globales se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 31: Indicadores de Calidad Esperados - Valores Medios [10]

Nivel de Voltaje	Fallas / 100 km-año	Duración horas / falla	% de fallas permanentes
220/230 kV	**2.5**		
115/144 kV	**4.0**	**4 a 10**	**20 %**
66/72 kV	**9.0**		

Nota: Las tasas y tiempos indicados involucran fallas transitorias y permanentes sin discriminación.

- Respecto a los tiempos promedio de falla, están muy afectados por la proporción de las fallas permanentes con relación a las transitorias. Si se toman como típicas un 80% de fallas transitorias, con una duración de 15 minutos, y un 20% de permanentes, con una duración de 20 horas, da un promedio de tiempo de falla de 4 horas. Es notable lo poco representativo que es el tiempo medio, porque si

las fallas permanentes tardan 20 horas más en ser reparadas, el incremento que se produce en el tiempo medio es sólo de 4 horas. El valor representativo de una reparación eficiente de fallas de larga duración se encuentra entre 4 y 10 horas, para condiciones de movilidad y acceso normales.

- Del análisis comparativo realizado en el estudio, surgió que un valor representativo para la duración de las fallas transitorias se encuentra en el orden de 10 a 15 minutos, lo que en principio estaría englobando los tiempos requeridos para constatar las características de la falla, verificar las condiciones de seguridad para la reposición y realizar las maniobras operativas para restituir el equipo a su estado activo.

Una conclusión en relación con los valores determinados en el estudio analizado, es que las tasas de falla para líneas de los rangos 220/230 kV y 115/144 kV resultan totalmente consistentes con los determinados en el sistema brasileño a través del proyecto BDConf, según surge de la comparación con los reportados en la Tabla 26 y en la Gráfica Nº 1: Comparación de índices para Líneas obtenidos por el BDConf con los utilizados por ONS

Otro concepto útil que resulta conveniente rescatar de los estudios de referencia [10] es el relativo a la incidencia de las fallas en líneas que son originadas en forma externa a la misma, es decir, en los elementos componentes de las bahías de la línea o en equipos conectados a las estaciones extremas. El concepto es similar al utilizado para el proyecto BDConf (punto 4.1.2 a)), donde se definen salidas primarias, secundarias, terminales, etc.

Al respecto, se destaca que en la metodología propuesta en [10] fueron determinadas tasas de falla de referencia (objetivo) por nivel de tensión, definidas con el criterio de abarcar, en primera instancia, solamente a las fallas internas (propias, o longitudinales según BDConf). Es decir que, dichas tasas solo contemplaban el aporte de las fallas en la línea (excluidas las fallas en las estaciones).

A dichos valores se le sumaba el aporte de las fallas en las estaciones transformadoras extremas. Para ello, y dado que las tasas a utilizar para este tipo de evaluaciones son relativamente bajas (en relación a las internas o propias), fue adoptado un valor conservador, asumiendo que cada línea sufre el aporte de **0.1 fallas/año** por cada una de las salidas que parten desde los nodos extremos del tramo correspondiente, involucrando en esa tasa a las fallas de equipos de maniobra y protección y los equipos de potencia (transformadores, reactores y capacitores).

De esta manera quedaban abarcados por el cómputo todos los elementos asociados y/o vinculados al tramo de línea y sus estaciones extremas, incluyendo también otros elementos tales como los reactores de compensación de la misma línea, o cualquier otra derivación intermedia conectada en “T”. En aquel estudio se realizaron sensibilidades alrededor de ese valor adoptado, determinando que:

- Valores inferiores conducían a diluir el efecto de las fallas de estación, cuando el análisis estadístico había permitido demostrar la importancia del factor, particularmente en las líneas cortas.
- Valores superiores conducían a inconsistencias en las líneas largas, con una incidencia del factor que se encontraba por encima de lo observado en el análisis estadístico.

4.4. TIEMPOS DE MANTENIMIENTOS PREVENTIVO

En cuanto a los valores internacionales asociados al mantenimiento o salidas programadas anuales, se agruparon aquellos indicadores que son propuesto en la normativa por algunos países de la región, que por sus características son presentados como valores de referencia

por los organismos reguladores y que permiten a los operadores de red contar en el planeamiento con referencias de tiempo asociado a equipamiento que fue tratado adecuadamente. Cuando se menciona que el activo tuvo un "tratamiento adecuado" corresponde a mencionar que sobre el activo se hicieron la tareas necesarias y no generará la salida intempestiva por ausencia de prácticas de mantenimiento, para un horizonte de vida útil acorde al equipo. Estos estándares, en el caso de transformadores no consideran tareas de reparaciones programadas que puedan eventualmente surgir de estas inspecciones, como por ejemplo un tratamiento completo del aceite o de su cambiador de taps, un cambio de ventiladores, el descubado del transformador para cambio de juntas, la reparación del sistema de enfriamiento, etc.

Los siguiente valores de mantenimiento programado resultan adecuados para cada uno de los equipos de referencia, en función de la normativa de Brasil y Chile:

NORMA ANNEL – BRASIL	
Tiempo de duración [hs]	
Línea 500	38 hs/año
Línea 220	entre 21 y 26 hs/año
Línea 115	21 hs/año
Linea 66	21 hs/año
Transformador 500	27 hs/año
Transformador 220	21 hs/año
Transformador 115	21 hs/año

NORMA CHILE	
Línea 500	20 hs/100km-año
Línea 220	20 hs/100km-año
Línea 115	20 hs/100km-año
Línea 115	15 hs/100km-año
Transformadores (*)	30 hs/año
(*) sin especificar nivel de tensión.	

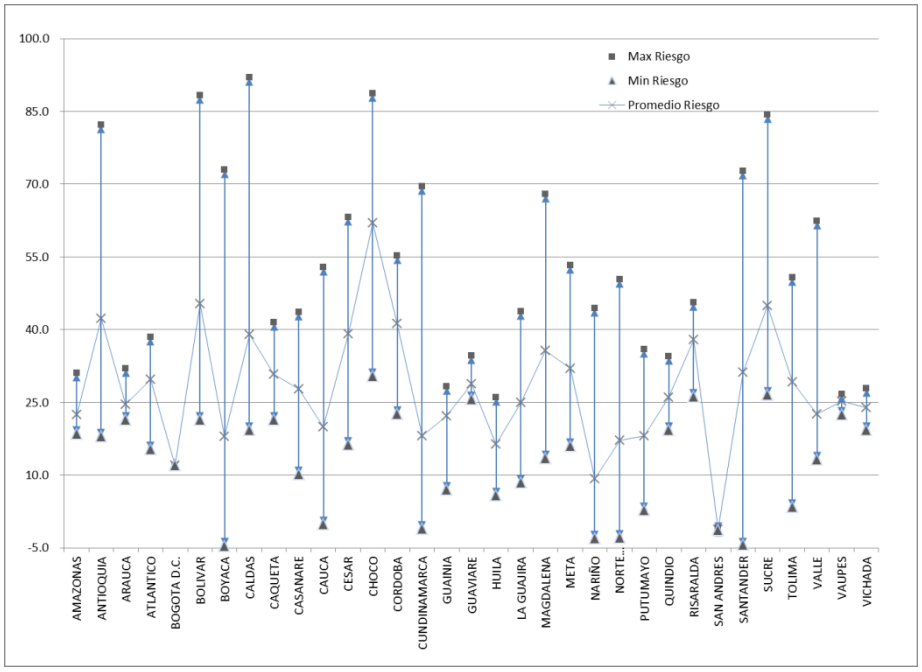
5. EXTERNALIDADES DEL SIN: CARACTERIZACIÓN DE LOS DEPARTAMENTOS

De la información recibida de los departamentos, en cuanto a sus particularidades geográficas y ambientales, se analizaron los datos presentado con el objetivo de caracterizar las regiones y verificar la existencia de alguna correlación con los indicadores de calidad.

5.1. DATOS DE EXTERNALIDADES DEL SIN EXISTENTES

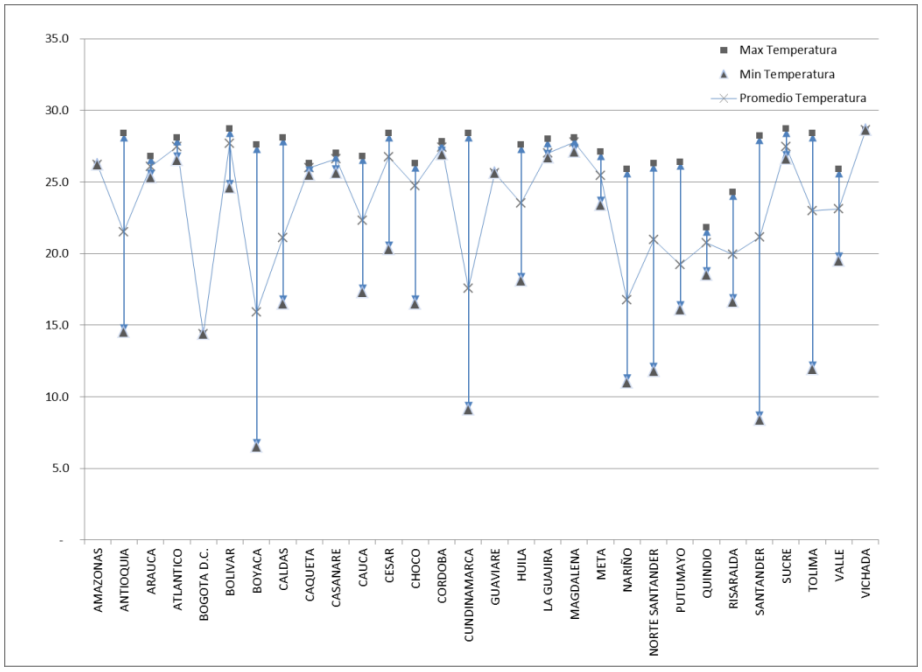
La información de los departamentos tiene datos de las externalidades de: altitud, nivel ceráunico, Densidad de Descargas a Tierra (DDT), nivel de precipitaciones, temperatura promedio, índice medio de la ruralidad del municipio, y Riesgo, siendo esta última una función de riesgo paramétrica que emplea seis variables, cinco variables numéricas (Nivel Ceráunico, Precipitación, Elevación, Densidad de Descargas a tierra, Días con lluvia), y una categórica (Salinidad).

A continuación, están agrupadas las características en los que se identifica los valores promedio, máximo y mínimos por departamento de las externalidades mencionadas.



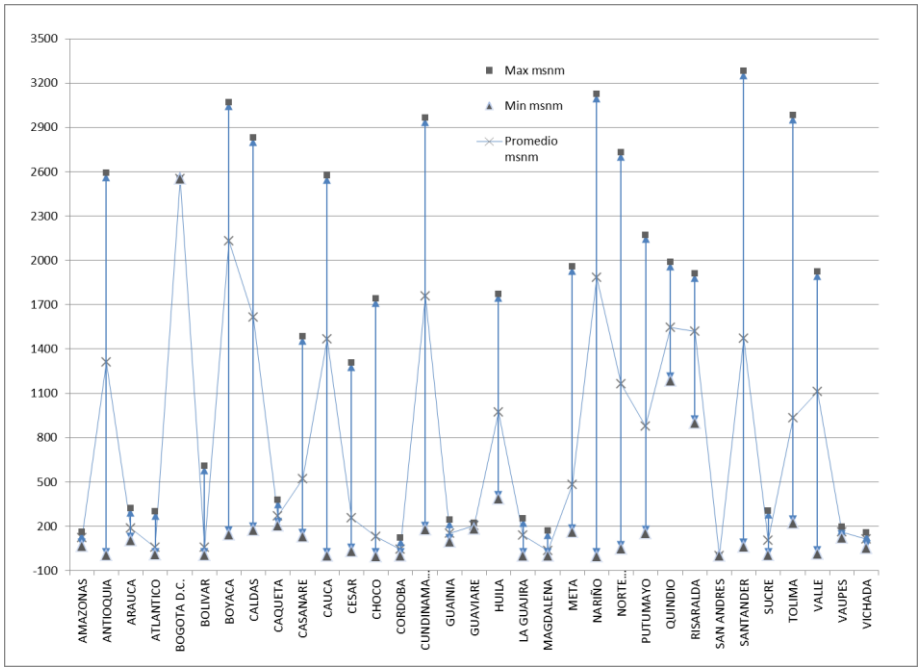
Gráfica Nº 3: Función de Riesgo por Departamento (paramétrica)

Nota: RIESGO, función de riesgo, paramétrica que emplea seis variables, cinco variables numéricas (Nivel Ceráunico, Precipitación, Elevación, Densidad de Descargas a tierra, Días con lluvia) y una categórica (Salinidad).

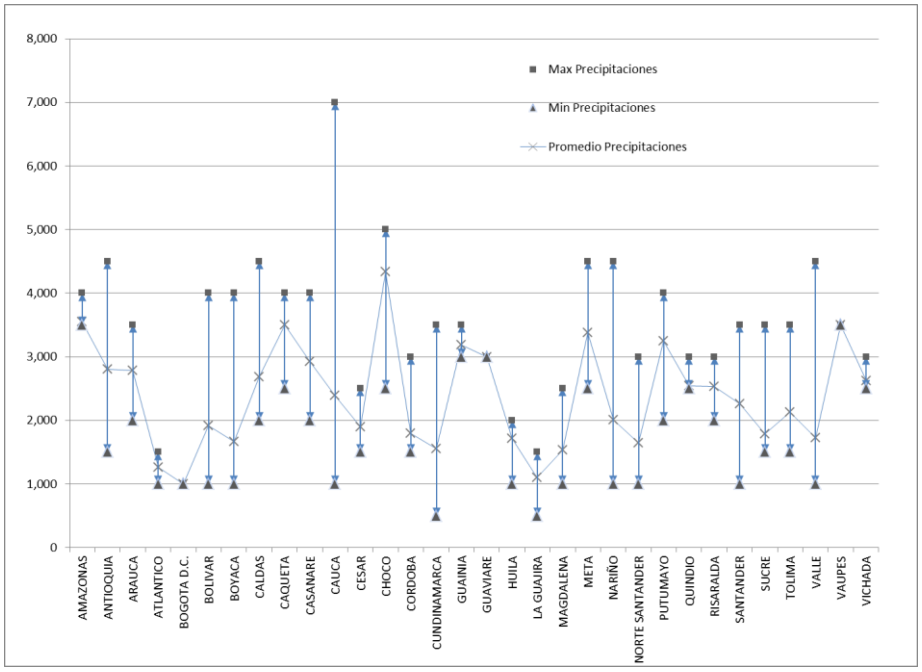


Gráfica Nº 4: Temperaturas Promedios por Departamento

Nota: En la gráfica precedente faltan los departamentos de Guainia, San Andrés y Vaupes, porque en la información suministrada no se tiene cargado datos de las temperaturas promedios de sus municipios.

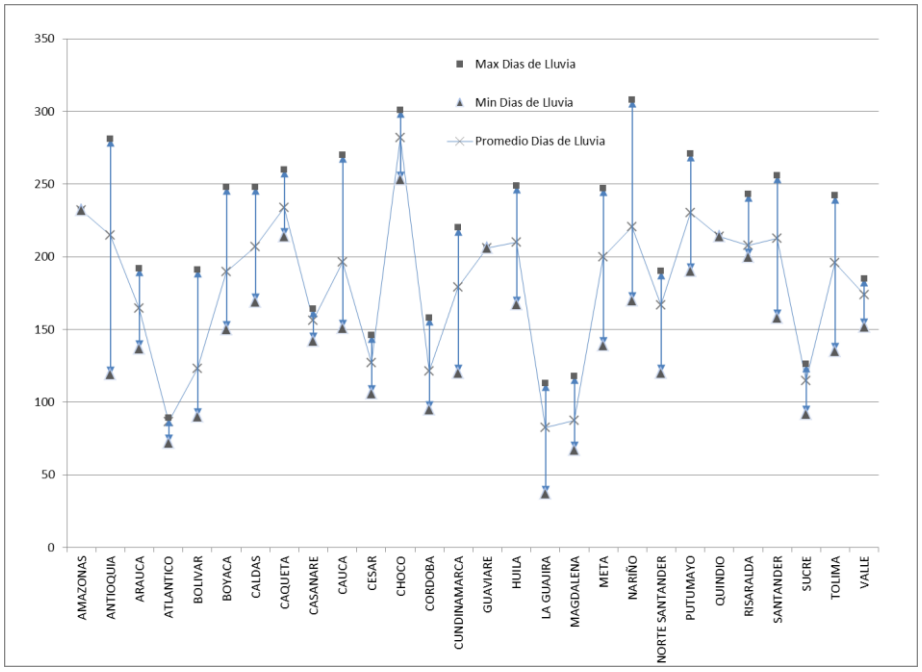


Gráfica Nº 5: Metros Sobre el Nivel del Mar (msnm) por Departamento



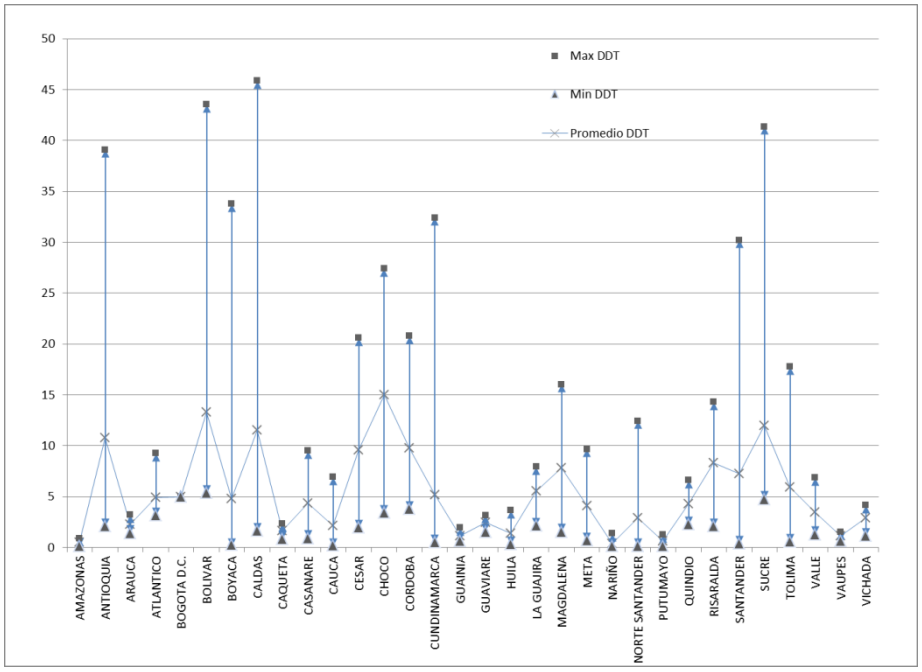
Gráfica Nº 6: Precipitaciones por Departamento

Nota: En la gráfica precedente faltan el departamento San Andrés, porque en la información suministrada no se tiene cargado datos de las Precipitaciones de sus municipios.



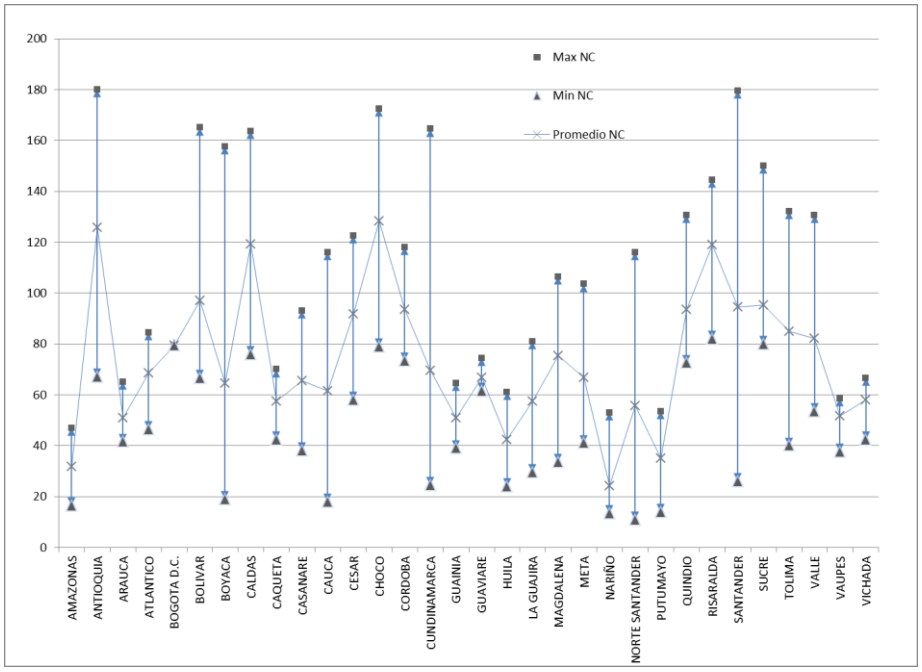
Gráfica Nº 7: Días de lluvia por Departamento

Nota: En la gráfica precedente faltan los departamentos de Guainia, San Andrés, Bogotá DC, Vichada y Vaupes, porque en la información suministrada no se tiene cargado datos de los días de lluvia de sus municipios.



Gráfica Nº 8: Densidad de Descargas a Tierra (DDT) por Departamento

Nota: En la gráfica precedente faltan el departamento San Andrés porque en la información suministrada no se tiene cargado datos de la Densidad de Descargas a Tierra de sus municipios.



Gráfica Nº 9: Nivel Ceráunico por Departamento

Nota: En la gráfica precedente faltan el departamento San Andrés porque en la información suministrada no se tiene cargado datos del nivel ceráunico de sus municipios.

Luego, con esta información se compiló la información de las externalidades de los departamentos en los que está, o por los que atraviesa, el grupo de activos con los registros de eventos asociados. Como resultado de la vinculación entre externalidades y registros, se asociaron los reportes de eventos, códigos activos (por tipo de equipo) y código de grupo de activos, con la cantidad y tiempos de eventos de falla y las siguiente externalidades: altitud, nivel ceráunico, Densidad de Descargas a Tierra (DDT), nivel de precipitaciones, temperatura promedio, índice medio de la ruralidad del municipio, y Riesgo.

5.2. EXTERNALIDADES UTILIZADAS

En el análisis del equipamiento se asociaron las externalidades a través del departamento en que se encuentra o atraviesa, utilizando el código DANE.

Las externalidades que se utilizaron para verificar la correlación con el resultado de los indicadores de referencia son:

- Altitud,
- Nivel ceráunico,
- Densidad de Descargas a Tierra (DDT),
- Nivel de precipitaciones,
- Temperatura promedio,
- Índice medio de la ruralidad del municipio, y riesgo: función de riesgo paramétrica que emplea seis variables, cinco variables numéricas (Nivel Ceráunico, Precipitación, Elevación, Densidad de Descargas a tierra, Días con lluvia) y una categórica (Salinidad).

Para aquel equipamiento que tiene asociado más de un código DANE, es decir, sobre aquellos que atraviesan más de un departamento y/o municipio, como el caso líneas de alta

tensión, se sacaron valores promedio de las externalidades y se asociaron al equipamiento. Cabe mencionar que no se tuvo información de la cantidad de kilómetros que atraviesan cada uno de los activos de línea por departamento, por ello se adoptaron valores promedios.

Luego, para verificar la relación entre los indicadores de indisponibilidad (cantidad de salida y tiempo que estuvo indisponible el equipamiento) y las condiciones climáticas y geográficas se utilizó el Coeficiente de Correlación de Pearson. El coeficiente es una medida de la relación lineal entre dos variables aleatorias y es un índice que puede utilizarse para medir el grado de relación de dos variables, siempre y cuando ambas sean cuantitativas. Como por ejemplo para evaluar la relación que existe entre la tasa de falla de una línea con el nivel ceráunico.

6. DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD REALES: ESTADÍSTICAS POR EQUIPO (HEROPE)

En este capítulo se presenta la metodología aplicada y los resultados obtenidos para dar cumplimiento a lo requerido en el numeral 3.2.1 de los términos de referencia del estudio (TdR).

En el presente apartado se muestran los resultados generales de los reportes de eventos con base en la información del HEROPE analizado por tipo de equipo. Los resultados están agrupados para el STN, y por otro lado al STR, y se particulariza en aquellas indisponibilidades que son consideradas como no excluidas de ser penalizadas en términos de la normativa vigente.

Los resultados identifican cantidades de eventos y tiempos incurridos por tipo de causa y equipos en los que se registró la indisponibilidad.

6.1. STN

Del archivo de “IndisponibilidadSTN-STR 17_09_2014.xlsx” se obtuvieron los resultados presentados en tabla a continuación, desde el 01/04/2013 al 15/07/2014:

6.1.1. INDISPONIBILIDADES GENERAL

Tabla 32: Cantidad total de eventos agrupada por tipo de causa en el STN

Causas	Cantidad de eventos	[%]
Actos de terrorismo	30	1.2%
Catástrofe natural	11	0.4%
Cierre Pruebas	29	1.2%
Evento no programado Otro Sistema	239	9.5%
Expansión	308	12.3%
Forzado	406	16.2%
Instrucción CND	20	0.8%
Mantenimiento	1054	42.1%
Mantenimiento mayor	239	9.5%
No Programado en Consignación	167	6.7%

Tabla 33: Duración general de eventos agrupada por tipo de causa en el STN

Causas	Duración (Horas)	[%]
Actos de terrorismo	4113	11.1%
Catástrofe natural	221	0.6%
Cierre Pruebas	13	0.0%
Evento no programado Otro Sistema	40	0.1%
Expansión	14946	40.5%
Forzado	2461	6.7%
Instrucción CND	3539	9.6%
Mantenimiento	7916	21.4%
Mantenimiento mayor	3409	9.2%
No Programado en Consignación	259	0.7%

Nota: En gris están aquellas indisponibilidades que NO son excluidas para el cálculo de la Indisponibilidad de los activos, según resolución correspondiente a STN. Si bien la causa identificada como “No programada en consignación”, en la Clasificación de los Tipos de Causas de los Instructivos de Reportes, está identificada que No debería ser excluida de los tiempos de indisponibilidad, a los fines de este estudio fue considerado como de Mantenimiento, ya que corresponden a tiempos que inicialmente fueron asociados a consignación y luego las tareas excedieron el tiempo el periodo solicitado para tal efecto.

6.1.2. INDISPONIBILIDADES NO EXCLUIDAS POR EQUIPO

A continuación se presentan aquellas indisponibilidades que son producto de ser compensadas en los términos definida en la normativa.

Tabla 34: Cantidad total de eventos agrupada por equipo en el STN, Indisponibilidades No Excluidas

Tipo de Equipo	Cierre de Pruebas	Forzado	Mantenimiento	No Programado en Consignación	Total general
BahiaAcople	1	9	28	1	39
BahiaCentral	6	51	116	23	196
BahiaCompensacion	1	9	36	10	56
BahiaLinea	17	117	462	65	661
BahiaSeccionamiento		1	13		14
BahiaTrafo	3	11	51	5	70
BahiaTransferencia		4	10	7	21
BarraEquivalente		6	50	6	62
Condensador		15	22	1	38
Linea		160	178	27	365
Reactor	1	6	51	19	77
SistemaScada		1			1
Subsistema		5	8		13
Svc		8	6	1	15
Transformador		2	21	2	25
Vqc		1	2		3
Total general	**29**	**406**	**1054**	**167**	**1656**

Tabla 35: Duración general de eventos agrupada por equipo del STN, Indisponibilidades No Excluidas

Tipo de Equipo	Cierre de Pruebas	Forzado	Mantenimiento	No Programado en Consignación	Total general
BahiaAcople	0,6	53.0	129.2	0.1	183.0
BahiaCentral	5,9	127.4	933.3	37.0	1103.5
BahiaCompensacion	0,3	99.6	297.8	15.7	413.4
BahiaLinea	6,0	327.0	3284.6	97.9	3715.5
BahiaSeccionamiento		0.2	27.1		27.3
BahiaTrafo	0,2	30.3	425.4	3.9	459.8
BahiaTransferencia		30.6	75.8	3.3	109.7
BarraEquivalente		5.6	330.4	16.6	352.7
Condensador		867.7	152.3	0.7	1020.7
Linea		544.7	1558.0	57.3	2159.9
Reactor	0,5	31.9	378.8	25.4	436.7
SistemaScada		6.0			6.0
Subsistema		39.9	78.5		118.4
Svc		225.0	46.3	0.2	271.5
Transformador		19.6	190.3	1.1	211.1
Vqc		53.0	7.7		60.7
Total general	**13.5**	**2461.4**	**7915.5**	**259.3**	**10649.6**

6.1.3. HORAS PROMEDIO DE INDISPONIBILIDADES NO EXCLUIDAS POR EQUIPO

La siguiente tabla tiene los valores obtenidos de horas promedio por equipo de las indisponibilidades que son pasibles de ser compensadas en los términos definida en la normativa, agrupadas por nivel de tensión.

Tabla 36: Horas promedio de Indisponibilidades No Excluidas por equipo para el STN

Tipo de Equipo	34.5	G-220	500	GT-500	S/D
BahiaAcople	0.1	5.1	0.1		
BahiaCentral		6.2	3.7		
BahiaCompensacion		8.6			7.4
BahiaLinea		5.8	4.0		
BahiaSeccionamiento		1.9			
BahiaTrafo		6.2	4.3	8.7	
BahiaTransferencia		5.2			
BarraEquivalente		5.9	5.2		
Condensador					26.9
Linea		6.3	2.8		
Reactor					5.7
SistemaScada					6.0
Subsistema		5.9	19.8		
Svc					18.1
Transformador				8.4	

Tipo de Equipo	34.5	G-220	500	GT-500	S/D
Vqc		4.2	28.2		

Nota: G-220, hace referencia al grupo de líneas con tensión en 220 kV. GT-500, hace referencia al grupo de transformadores que tiene tensión primaria en 500 kV. En los casos que los activos en que las celdas que identifican el nivel de tensión están en blanco, y no se tenía información sobre el nivel de tensión de conexionado, se agruparon en la columna S/D (Sin datos).

En general, los valores promedios asociados a la indisponibilidad no excluida de activos de líneas y transformadores están por debajo de los permitidos como Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad, y que no deberían ser superados de acuerdo a la normativa vigente, considerando una ventana móvil de doce (12) meses y que no se realizaron ajustes para ciertas situaciones (Consignación de Emergencia solicitadas, modificación al Programa Semestral de Consignaciones y/o Mantenimientos, y Retraso en el Reporte de Eventos). Por el contrario, para activos de compensación identificados como: VQC, SVC, y condensador; los valores están por arriba de los máximos anuales permitidos considerando la suma entre las salidas forzadas (no programadas) y aquellas que corresponden a eventos de mantenimiento (programadas).

6.1.4. HORAS PROMEDIO DE MANTENIMIENTO POR EQUIPO

La siguiente tabla tiene los valores obtenidos de horas promedio por equipo de sólo la indisponibilidad por mantenimiento agrupadas por nivel de tensión.

Tabla 37: Horas promedio de Mantenimiento para equipos del STN

Tipo de Activos	G-220	500	GT-500	S/D
BahiaAcople	4.6			
BahiaCentral	8.6	5.9		
BahiaCompensacion	8.6			8.3
BahiaLinea	7.3	5.8		
BahiaSeccionamiento	2.1			
BahiaTrafo	7.3	6.2	12.1	
BahiaTransferencia	7.6			
BarraEquivalente	6.9	6.0		
Condensador				6.9
Linea	8.8	7.8		
Reactor				7.4
Subsistema	9.7	10.3		
Svc				7.7
Transformador			9.1	
Vqc	4.2	3.5		

De acuerdo a los valores observados y presentados en el Benchmarking para eventos de mantenimiento, no es posible compararlos con estos valores registrados en esta instancia por tipo de activo, ya que el Benchmarking considera las horas de mantenimiento para el grupo de activos y no por tipo de equipo.

6.2. STR

Del archivo de “IndisponibilidadSTN TR17_09_2014.xlsx” se obtuvieron los resultados presentados en tabla a continuación, desde el 01/04/2013 al 15/07/2014:

6.2.1. INDISPONIBILIDADES GENERAL

Tabla 38: Cantidad total de eventos agrupada por tipo de causa en el STR

Causas	Cuenta de Duración(Horas)	[%]
Actos de terrorismo	37	0.6%
Catástrofe natural	21	0.3%
Cierre Pruebas	9	0.1%
Evento no programado Otro Sistema	536	8.9%
Expansión	141	2.3%
Forzado	2555	42.3%
Instrucción CND	38	0.6%
Mantenimiento	1972	32.6%
Mantenimiento mayor	159	2.6%
No Programado en Consignación	410	6.8%
Forzado externo	23	0.4%
Plan ordenamiento territorial	107	1.8%
Maniobra apertura	17	0.3%
Maniobra cierre	4	0.1%
Condición operativa	1	0.0%
Derrateo Disponibilidad	13	0.2%

Tabla 39: Duración general de eventos agrupada por tipo de causa en el STR

Causas	Suma de Duración(Horas)	[%]
Actos de terrorismo	21634	22.2%
Catástrofe natural	2223	2.3%
Cierre Pruebas	8	0.0%
Evento no programado Otro Sistema	1192	1.2%
Expansión	14085	14.5%
Forzado	27587	28.4%
Instrucción CND	829	0.9%
Mantenimiento	19084	19.6%
Mantenimiento mayor	6369	6.5%
No Programado en Consignación	703	0.7%
Forzado externo	7	0.0%
Plan ordenamiento territorial	1761	1.8%
Maniobra apertura	53	0.1%
Maniobra cierre	10	0.0%
Condición operativa	0	0.0%
Derrateo Disponibilidad	1726	1.8%

Nota: en gris están aquellas indisponibilidades que NO son excluidas para el cálculo de la Indisponibilidad de los activos según resolución correspondiente a STR. Si bien la causa identificada como “No programada en consignación”, en la Clasificación de los Tipos de

Causas de los Instructivos de Reportes, está identificada que No debería ser excluida de los tiempos de indisponibilidad, a los fines de este estudio fue considerado como de Mantenimiento, ya que corresponden a tiempos que inicialmente fueron asociados a consignación y luego las tareas excedieron el tiempo el periodo solicitado para tal efecto.

6.2.2. INDISPONIBILIDADES NO EXCLUIDAS

A continuación se presentan aquellas indisponibilidades que son pasibles de ser compensadas en los términos definidos en la normativa.

Tabla 40: Cantidad total de eventos agrupada por equipo en el STR, Indisponibilidades No Excluidas

Tipo de Equipo	Cierre de Pruebas	Derrateo Dis.	Forzado	Maniobra apertura	Maniobra cierre	Mant.	NP en Cons.	Total general
BahiaAcople	1		4			35	8	48
BahiaCompensacion			19			5		24
BahiaLinea	7		453	16	4	781	176	1437
BahiaTrafo	1	4	64	1		149	28	247
BahiaTransferencia			6			24	5	35
BarraEquivalente			15			63	15	93
Capacitor			8					8
Linea		9	1941			760	139	2849
Transformador			45			155	39	239
Total general	9	13	2555	17	4	1972	410	4980

Nota: NP, No Programado; Cons.: Consignación; Dis.: Disponibilidad; Mant.: Mantenimiento

Tabla 41: Duración general de eventos agrupada por equipo del STR, Indisponibilidades No Excluidas

Tipo de Equipo	Cierre de Pruebas	Derrateo Dis.	Forzado	Maniobra apertura	Maniobra cierre	Mant.	NP en Cons.	Total general
BahiaAcople	0.2		2870.1			227.2	6.0	3103.5
BahiaCompensacion			12.0			33.8		45.8
BahiaLinea	7.4		9873.6	52.5	10.2	8569.1	388.5	18901.3
BahiaTrafo	0.1	52.4	164.9	0.3		1820.9	60.2	2098.8
BahiaTransferencia			14.1			262.0	5.8	281.9
BarraEquivalente			80.3			685.0	13.4	778.7
Capacitor			38.2					38.2
Linea		1674.0	14090.3			6198.8	166.7	22129.8
Transformador			443.0			1287.6	62.1	1792.7
Total general	**7.7**	**1726.5**	**27586.6**	**52.7**	**10.2**	**19084.3**	**702.7**	**49170.7**

Nota: NP, No Programado; Cons.: Consignación; Dis.: Disponibilidad; Mant.: Mantenimiento

6.2.3. HORAS PROMEDIO DE INDISPONIBILIDADES NO EXCLUIDAS POR EQUIPO

La siguiente tabla tiene los valores obtenidos de horas promedio por equipo de las indisponibilidades que son pasibles de ser compensada en los términos definida en la normativa, agrupadas por nivel de tensión.

Tabla 42: Horas promedio de Indisponibilidades No Excluidas por equipo para el STR

Tipo de activos /(kV)	11.4	34.5	G-66	G-115	G-220	GT-500	GT-220	GT-115
BahiaAcople				64.7				
BahiaCompensacion				2.0				
BahiaLinea			12.7	13.2				
BahiaTrafo	0.2	6.3	7.7	3.9	23.5	2.4	8.3	8.3
BahiaTransferencia				8.1				
BarraEquivalente			5.5	8.8				
Capacitor								
Linea			11.6	7.5				
Transformador						8.2	7.7	4.4

Nota: G-66, hace referencia al grupo de líneas con tensión en 66 kV, ídem para otros grupos. GT-500, hace referencia al grupo de transformadores que tiene tensión primaria en 500 kV, ídem para otros grupos.

Las indisponibilidades presentadas anteriores son compensadas en los términos definidos por la normativa en caso de exceder las máximas horas anuales de indisponibilidad permitidas para el tipo de activo.

Los valores promedios asociados a indisponibilidad no excluida no es posible ser comparada con los valores de referencia, ya que la normativa considera las horas de mantenimiento para el grupo de activos (en el STR) y no por tipo de equipo.

6.2.4. HORAS PROMEDIO DE MANTENIMIENTO POR EQUIPO

La siguiente tabla tiene los valores obtenidos de horas promedio por equipo de sólo la indisponibilidad por mantenimiento agrupadas por nivel de tensión.

Tabla 43: Horas promedio de Mantenimiento para equipos del STR

Tipo de activos / (kv)	11.4	34.5	G-66	G-115	G-220	Grupo 500	Grupo 220	GT 115
BahiaAcople				6.5				
BahiaCompensacion				6.8				
BahiaLinea			25.4	10.4				
BahiaTrafo	0.2	6.3	7.7	4.3	25.3	6.9	12.1	
BahiaTransferencia				10.9				
BarraEquivalente			7.5	11.2				
Linea			6.0	8.3				
Transformador						8.1	8.4	6.6

Al igual que en el caso anterior, de acuerdo a los valores observados y presentados en el Benchmarking para eventos de mantenimiento, no es posible compararlos con estos valores registrados en esta instancia por tipo de activo, ya que el Benchmarking considera las horas de mantenimiento para el grupo de activos y no por tipo de equipo.

7. DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD DE REALES: ESTADÍSTICAS POR GRUPO DE EQUIPOS

En este capítulo se presenta la metodología aplicada y los resultados obtenidos para dar cumplimiento a lo requerido en el numeral 3.2.1 de los términos de referencia del estudio (TdR).

Para la realización del Estudio de Determinación de los Niveles de Calidad Exigibles en las Redes del SIN, que comprende a los Sistemas de Transmisión Nacional (STN) y Regional (STR), se contó con información relacionada al régimen de calidad aplicado a los servicios de Transmisión Nacional y Regional. En este sentido, para la elaboración del presente informe se recibió datos en archivos (EXCEL) de los cuales se extrajo valores según el siguiente detalle:

- Del archivo "*IndisponibilidadSTN-STR 17_09_2014.xlsx*" se obtuvieron los registros de los reportes desde el 1 de abril de 2013 hasta el 15 de julio de 2014 para el STN y STR.
    - El archivo tiene la Indisponibilidad para el STR y STN, con origen en el archivo *"BASEDATOS_HEROPE_01Abril2013aJulio152014.xlsx"* del aplicativo HEROPE.
- Del archivo "*Indisponibilidades2007-20013(Marzo) 22_09_2014.xls*" se obtuvieron los registros de los reportes desde el 1 de enero de 2007 hasta el 31 de marzo de 2013 para el STN.
    - El archivo tiene la Indisponibilidad para el STN, con origen en los siguientes archivos del aplicativo RVEM:
        - *"1-Archivos RVEM año 2007 - 2007.xlsx"*
        - *"2-Archivos RVEM año 2008 - 2008.xlsx"*
        - *"3-Archivos RVEM año 2009 - 2009.xlsx"*
        - *"4-Archivos RVEM año 2010 - 2010.xlsx"*
        - *"5-Archivos RVEM año 2011 - 2011.xlsx"*
        - *"6-Archivos RVEM año 2012 - 2012.xlsx"*
        - *"7-Archivos RVEM año 2013 - 2013.xlsx"*

En general, la información de registros de indisponibilidades está caracterizada "tiempo ocurrencia", "tiempo instrucción", "tiempo reporte", "movimiento", "disponibilidad", etc.

Del análisis de la información resultaron varias inconsistencias en cuanto al procesamiento inicial que se hizo sobre los reportes que presentan las empresas de los eventos programados y no programados. Para alcanzar los valores de los factores que determinan la normativa y aquellos que son necesarios para un análisis objetivo de tasas y tiempos de falla, se hizo una adecuación de la información de indisponibilidad presentada en los registros de eventos que son formadas a partir de los reportes, de acuerdo a los aspectos mostrados en el siguiente apartado.

A continuación de la adecuación de la información (apartado siguiente) se presentan los resultados del análisis estadístico de los valores reales asociadas al STN y STR.

7.1. ADECUACIÓN DE LA INFORMACIÓN DEL HEROPE Y RVEM

A partir de los datos suministrado por la CREG de la Indisponibilidad de Activos de SIN, se procedió a adecuar la caracterización original de eventos con el objetivo de obtener

resultados consistentes con las prácticas de valorización de indicadores de calidad que se encuentran en el sector (internacional), e incluir aquellos atributos necesarias para encontrar patrones de fallas de los equipos (de niveles de tensión, año de ingreso, etc.).

El ejercicio de adecuación incluyó aquellas tareas que vinculan y completan la información de los activos y de los eventos con tiempos y tasas de fallas de los equipos. Las tareas radican en que:

- Los eventos de indisponibilidad y los atributos de los activos, ya se externalidades, fecha de ingreso de los activos, etc., no están centralizados en una base de datos con información cruzada, y se encontraron algunos casos con código de identificación diferente. Hay que tener en cuenta que los códigos utilizados en RVEM difieren de los nuevos registros operativos que se encuentran en HEROPE.
- Los eventos no están caracterizados entre aquellos que son programados y no programados. Es importante para identificar los eventos que tienen origen en una falla en el sistema.
- La identificación entre tipo de causa y su descripción en algunos casos no se corresponden. En algunos registros se identifican evento como de “Maniobra”, y de acuerdo a la descripción son eventos que tiene origen en una falla. Para ello se realizó una caracterización de las causas que luego fueron adaptadas en los registros de eventos.
- En el tratamiento de eventos registrados para el STN, la indisponibilidad de alguno de los elementos serie (grupo de activos) de una línea de alta tensión o un transformador genera la indisponibilidad del elemento serie completo (grupo). Por ejemplo, la indisponibilidad de la bahía origen o destino, genera la indisponibilidad de la línea y la bahía restante (sea destino u origen).

  Además, en algunos casos se encontró que la indisponibilidad de la bahía por disparo de alguno de los elementos de protección o seccionamiento de la línea tenían origen en una falla sobre la línea, sin embargo el eventos de línea no tenía asociado el reporte de indisponibilidad.
- Para caracterizar los eventos con indicadores típicos internacionales se deben agrupar los activos (bahía origen-destino con línea, bahía de baja-media-alta tensión con el transformador de potencia), ya que toda la bibliografía consultada hace referencia a las tasa de falla y tiempos medios de indisponibilidad del equipamiento en su conjunto (grupo de activos).
- Se adoptó como inicio de operaciones de los equipos a la fecha del primer evento que se registró sobre el RVEM (o HEROPE para ingresos más recientes), independiente del tipo de causa (de disponibilidad, maniobra, mantenimiento, forzado, etc.). A diferencia de los casos anteriores, el tratamiento del dato de la fecha de ingreso en operación se tomó de los archivos: “1-Archivos RVEM año 2007 - 2007.xlsx” al *“7-Archivos RVEM año 2013 - 2013.xlsx”*, que tienen todos los registros de reportes de eventos programados y no programados del STN.

  En el caso del STR, se consideró que los activos están operativos desde la entrada en vigencia del HEROPE, y se tuvo en cuenta esa proporción (abril de 2013 a julio de 2014) para valorizar las tasas y tiempos de fallas. Hay que tener en cuenta que para el STR sólo se tiene registros de los reportes en el HEROPE.

7.1.1. EXTERNALIDADES DE LOS MUNICIPIOS, ACTIVOS, Y REGISTROS DE EVENTOS

Con información de los activos y datos del código de municipios en los que se encuentra o atraviesa, se asociaron las principales externalidades de los municipios y con ello al grupo

de activos. Los activos del STN y STR que no tenían datos de las externalidades tuvieron tratamientos diferentes, y se asociaron en función de la cantidad de información disponible en el RVEM y HEROPE.

Como resultado de la compilación se asociaron a los activos, código de grupo de activos, cantidad y tiempos de fallas, nombre del equipamiento principal (sea línea o transformador de potencia, pasando a segundo plano si el evento forzado tuvo origen en una de las bahías), y las siguientes externalidades: altitud, nivel ceráunico, Densidad de Descargas a Tierra (DDT), nivel de precipitaciones, temperatura promedio, índice medio de la ruralidad del municipio, y riesgo (función de riesgo paramétrica que emplea seis variables, cinco variables numéricas (Nivel Ceráunico, Precipitación, Elevación, Densidad de Descargas a tierra, Días con lluvia) y una categórica (Salinidad)).

7.1.2. TIPO CAUSAS ADAPTADAS

Para el análisis de los eventos con el criterio de diferenciar aquellas causas que tiene origen en un evento forzado del resto, se adecuó la caracterización del tipo de causas de eventos. Particularmente se agruparon los tipos de causas en aquellos eventos que deben considerarse como realmente forzados por no ser programados (que considera una falla del sistema), respecto de las de mantenimiento y otras.

El cambio propuesto es en base al análisis realizado del registro de eventos para el STR y STN, según se describe a continuación.

Tabla 44: Tipo de Causas adecuadas para el HEROPE

Causas Originales STR/STN HEROPE	Adecuación (nuevas causas)
Actos de terrorismo	Otros
Catastrofe natural	Otros
Cierre Pruebas	Mantenimiento
Evento no programado Otro Sistema	Otros
Expansion	Mantenimiento (*)
Forzado	Forzado
Instruccion CND	Instruccion CND
Mantenimiento	Mantenimiento
Mantenimiento mayor	Mantenimiento (*)
No Programado en Consignacion	Mantenimiento
Forzado externo	Otros
Plan ordenamiento territorial	Mantenimiento (*)
Maniobra apertura	Mantenimiento
Maniobra cierre	Forzado
Condicion operativa	Otros
Derrateo Disponibilidad	Forzado

(*) Son Mantenimientos que deben ser exluidos del cálculo del tiempo de indisponibilidad

Tabla 45: Tipo de Causas adecuadas para el RVEM

Causas Originales STR/STN RVEM	Adecuación (nuevas causas)
EvnForzada	Forzado
InsCnsgProgramada	Mantenimiento
InsProgramaMtto	Mantenimiento
InsFuerzaMayor	Otros
EvnProgramaMtto	Forzado
InsMttoMayor	Mantenimiento (*)
InsForzado	Forzado
InsCnsgEmergencia	Mantenimiento
InsInstruccionCnd	Instruccion CND
EvnFuerzaMayor	Otros
InsCondOperativa	Otros
EvnCnsgProgramada	Forzado
EvnCnsgEmergencia	Forzado
InsTercero	Otros
InsTrbExpansion	Mantenimiento (*)
EvnMttoMayor	Forzado
EvnForzadoExterno	Forzado
EvnTrbExpansion	Forzado
EvnDisponibilidad	Otros
EvnOtra	Otros
EvnTercero	Otros
EvnCondOperativa	Forzado

De acuerdo a lo informado, la Causa “EvnMttoMayor” (identificado para RVEM) identifica a eventos forzados que se generaron por causa de mantenimiento en otro elemento, en el que se asumió un riesgo asociado a la operación en condiciones de red incompleta, por lo tanto deben ser excluidos de la contabilización. Esta causa fue excluida al momento de contabilizar las metas que cuantifican la indisponibilidad forzada. Similar análisis en el HEROPE, que debe ser excluido del grupo de “mantenimientos” que suman al tiempo de indisponibilidad.

7.1.3. AGRUPAMIENTO DE ELEMENTOS

Tanto en el STN como en el STR es necesario tener constituidos el grupo de activos para poder obtener resultados de indicadores de indisponibilidad del elemento serie en su conjunto. El objetivo es hacer comparables los resultados de los eventos con indicadores típicos internacionales, y para ello es necesario considerar al grupo de activos (constituido por la línea de alta tensión o el transformador de potencia, con las bahías que se operan para su conexión al STN y STR, según corresponda).

En el análisis exhaustivo no quita que deje de reportarse el evento para todos los elementos del grupo de activos por separado, ya que es útil para asignar responsabilidades y penalizar en función de la empresa responsable de las instalaciones.

La normativa prevé para el STR el agrupamiento de activos, sin embargo no lo hace para el STN. En el STR tiene previsto este análisis, ya que se indica sobre el agrupamiento de activos[4] para calcular las “Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad”.

7.1.4. PARAMETRIZACIÓN DE LÍNEAS

En otro orden, se adecuó la información que corresponde a la cantidad kilómetros de línea de transmisión, particularmente se completaron algunos datos en los que se encontró incompleta o incongruente sobre la cantidad de kilómetros. La adecuación corresponde a verificar la información de kilómetros de líneas que tiene origen en los datos que presentaron las empresas respecto de la encontrada la base de datos de flujo de DIgSILENT. Algunos cambios que se hicieron sobre el STR:

- Líneas de LA ROSA - CUBA 1 115 kV al valor propuesto en el DIgSILENT de 8 km (antes 0.5 km).
- Líneas de BARROSO - EL SIETE 1 110 kV al valor propuesto en el DIgSILENT de 29 km (antes 0.4 km).

Línea Nivel de Tensión 4: constituido por el circuito que conecta dos subestaciones del [4] **Grupo de Activos:** grupo conformado por activos cuyas funcionalidades se encuentran interrelacionadas entre sí. Los Grupos de Activos y los activos que los conforman se detallan en el numeral 2.1 de este anexo de la Res. 094/2012.

Activos del STR a Reportar: Para los STR se deberán reportar los Eventos sobre los activos que conforman los siguientes Grupos de Activos.

a) conexión del OR al STN: constituido por el transformador que se conecta al STN, incluye todas las bahías de transformador que lo conectan al SIN. Además se consideran dentro de este grupo los transformadores que, aunque no se conectan al STN, por lo menos tienen dos devanados operando en el Nivel de Tensión 4, junto con las bahías de transformador en este mismo nivel,

b) equipos de Compensación: constituido por el respectivo equipo de compensación y las bahías que lo conectan al STR,

c) STR (o más de dos subestaciones cuando hay conexiones en T). Incluye las bahías de línea con las que se opera su conexión al STR. Si una línea está conformada por más de un circuito, deberán reportarse por separado los Eventos de cada uno de los circuitos.

d) barraje: constituido por el módulo de barraje y las bahías de acople, transferencia o seccionamiento, en caso de que cuente con éstas.

Las compensaciones se calculan para los activos enunciados en el Art. 1 de la Res 094/2012. Para el caso de los proyectos adjudicados mediante procesos de libre concurrencia, la clasificación de los activos deberá actualizarse cada vez que entre en vigencia la resolución que defina las UC para remunerar la actividad de distribución

- Líneas de SAN MARCOS (VALLE) - GUACHAL 2 115 kV al valor propuesto en el DIgSILENT de 7 km (antes 0.4 km).
- Líneas de SAN MARCOS (VALLE) - GUACHAL 2 115 kV al valor propuesto en el DIgSILENT de 7 km (antes 0.4 km).
- Líneas de BARROSO - BOLOMBOLO 1 110 kV al valor propuesto en el DIgSILENT de 12 km (antes 0.4 km).
- Líneas de PALMASECA - SUCROMILES 1 115 kV al valor propuesto en el DIgSILENT de 10 km (antes 0.7 km).

7.2. ESTADÍSTICAS REALES STN

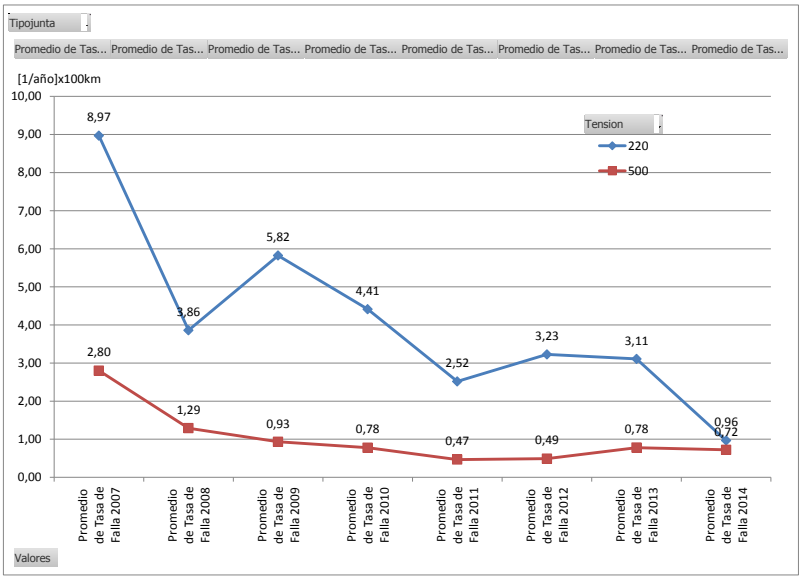
Con objeto de analizar las estadísticas reales de indicadores de calidad, se evaluaron los indicadores relacionados al STN a partir de los registros de eventos de indisponibilidad del Registro y Validación de Eventos y Maniobras (RVEM) y Herramientas Operativas (HEROPE), para el período desde el 2007 al 2014. Para el análisis de las bases se hicieron adecuaciones sobre la base de datos original de registros de eventos y de activos. Los eventos analizados son aquellos que tienen origen en una causa forzada, considerados eventos que no fueron programados. De acuerdo a la Tabla 44 y Tabla 45, las causas forzadas y que no deben ser excluidas del cálculo de indisponibilidad son:

Tabla 46: Tipo de Causas Forzada de HEROPE y RVEM

Datos	Causas Originales STR/STN	Tipo de Causa	Excluidos
RVEM	EvnForzada	Forzado	No
RVEM	EvnProgramaMtto	Forzado	No
RVEM	InsForzado	Forzado	No
RVEM	EvnCnsgProgramada	Forzado	No
RVEM	EvnCnsgEmergencia	Forzado	No
RVEM	EvnTrbExpansion	Forzado	No
HEROPE	Forzado	Forzado	No
HEROPE	Maniobra cierre	Forzado	No
HEROPE	Derrateo Disponibilidad	Forzado	No

Los indicadores que son utilizados para valorizar la calidad son aquellos que cuantifican la tasa y tiempo medio de reparación. Los indicadores obtenidos son valores promedios anuales que fueron agrupados por nivel tensión y por tipo de equipamiento (línea o transformador), y en general se muestra su evolución desde el 2007 hasta el 2014.

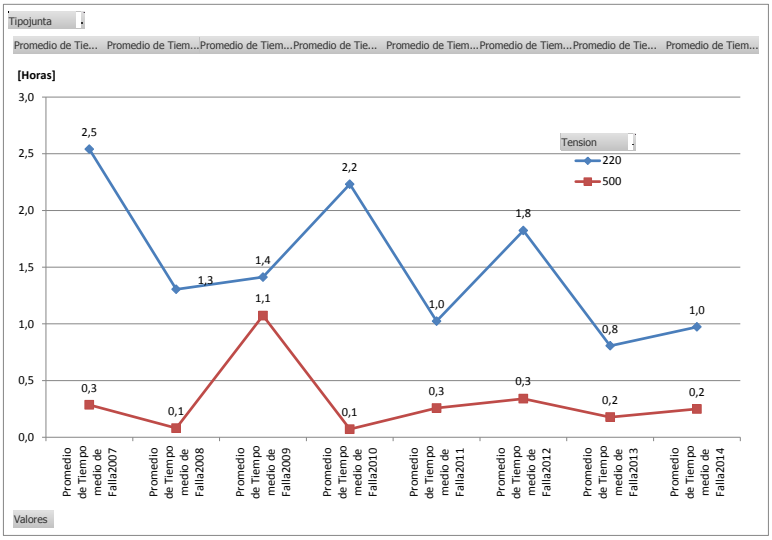
Para el análisis se consideró que la fecha (año) de entrada en servicio del equipamiento coincidente con el año en que se registra el primer reporte de eventos, obtenido de los aplicativos completos de RVEM y HEROPE. En nuestro caso se consideró que el inicio de operaciones corresponde al primer mes del año, y no tiene en cuenta la parte proporcional para los casos que registran eventos en meses intermedios. Este dato es preponderante al momento de obtener la tasa de falla (relación entre cantidad de eventos y el tiempo que estuvo en condiciones de ser operado) ya que ajusta en relación al tiempo en que estuvo en servicio. Cabe mencionar que se hizo el ejercicio en el que se tiene cuenta el mes de ingreso como parte proporcional del año y se obtuvieron para el 2007 una tasa de falla para líneas de 500 kV de 3.17 [1/año por 100 km] y para líneas de 220 kV de 10.65 [1/año por 100 km], valores medios por arriba de los presentados a continuación para el 2007. Estas diferencias resulta preponderante para el año 2007 de inicio de registro (y de operaciones), por el impacto que genera la proporción que considera el mes del año.



Gráfica Nº 10: Evolución promedio de la tasa de falla de líneas de 500 kV y 220 kV del STN

En la gráfica anterior se muestra que para el año 2007 tienen tasas de falla (por cada 100 km) superiores, del orden tres veces para el sistema de 220 kV y dos veces para el sistema de 500 kV, a las observadas en el Título 4 del presente Capítulo de STN y STR[5] para este tipo de activos, tendientes a alcanzar valores más que aceptables.

En cuanto a los tiempos medios de reparación obtenidos para todo el período, son los mostrados en la siguiente gráfica:



Gráfica Nº 11: Evolución del tiempo medio de reparación de líneas de 500 kV y 220 kV del STN

Para el análisis de los reportes y de los indicadores que caracterizan los eventos se tomó el siguiente criterio para identificar y extraer de la muestra a aquellos registros que son

[5]Indicadores de tasa de falla de referencia para líneas de 500 kV y 220 kV

Nivel de Voltaje	Fallas / 100 km-año
500 kV	**1.6**
220 kV	**2.5**

considerados como atípicos (outlier[6]).

- Se tomaron como aceptables aquellos grupos de registros con valores que no superan el valor promedio de la muestra más dos desviaciones estándar.

$$Reg_{Aceptable} \leq \bar{Y}_j^i + 2\,\sigma^Y$$

Donde:

$Reg_{Aceptable}$: registros considerado como aceptable (tasa o tiempos)

Y: es la muestra

i: cantidad de registros

j: elementos de red (líneas y transformadores)

$\bar{Y}$: valor promedio de la muestra

σ: desviación estándar

- Para aquellos registros que están por arriba del valor promedio de la muestra más dos desviaciones estándar:

$$Reg_{No\ Aceptable} > \bar{Y}_j^i + 2\,\sigma^Y$$

Donde:

$Reg_{No\ Aceptable}$: Indicador considerado como aceptable (tasa o tiempos)

Y: es la muestra

i: cantidad de registros

j: elementos de red (líneas y transformadores)

$\bar{Y}$: valor promedio de la muestra

σ: desviación estándar

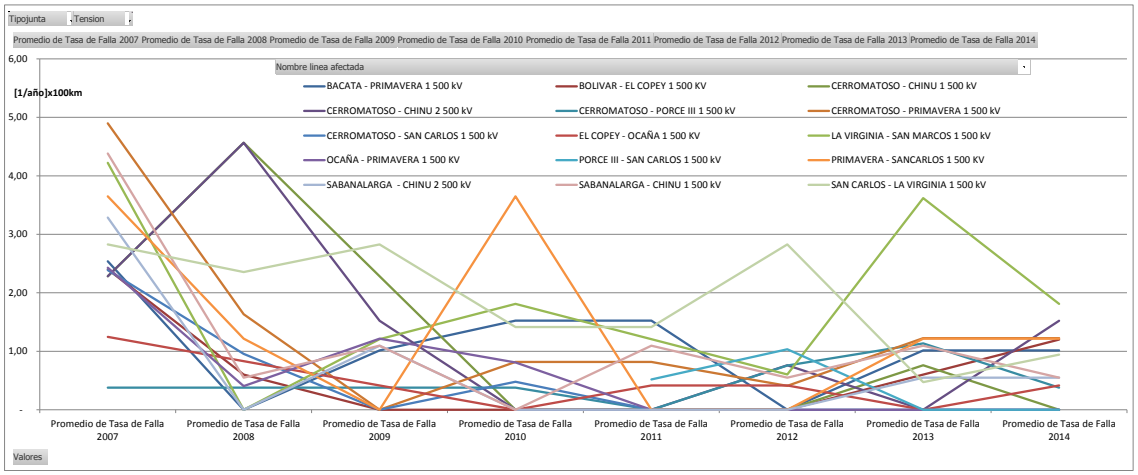
  - En el caso de tasa de falla, el criterio es extraer de la muestra el elemento (línea o transformador) que genere la tasa de falla excedente. En ese caso se desestima por completo del cálculo promedio de tiempos y cantidad de salidas asociados a un elemento en todos los registros de la muestra.
  - En el caso de tiempos medios de reparación, el criterio es extraer de la muestra el evento que genere el tiempo medio de reparación excedente. En ese caso se desestima el evento que conforma los valores promedios (tasa y tiempo) de un elemento de línea o transformador en el conjunto de la muestra.

De la muestra filtrada con estos criterios se obtendrán los valores finales que componen los indicadores de objetivos. A continuación están presentados los valores obtenidos para el sistema de 500 kV y 220 kV, concluyendo en cada caso en aquellos valores adoptados como de objetivos para el STN y STR, y que son representativos de la muestra.

7.2.1. LÍNEAS DE 500 KV: TASA DE FALLA Y TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN

De los valores obtenidos de tasa de falla para el sistema de 500 kV para el período 2007 al 2014, mostrados a continuación, se desprende que el grupo mayoritario de líneas tiende a una tasa de falla por debajo del valor de 1.5 [1/año por 100 km].

[6] En estadística un valor atípico (en inglés outlier) es una observación que es numéricamente distante del resto de los datos.



Gráfica Nº 12: Evolución de la tasa de falla de líneas de 500 kV del STN

En cuanto a la correlación de todas las externalidades con respecto a los valores promedio de tasa de falla y tiempos medios de reparación para todo el periodo de análisis, se puede observar en la siguiente Tabla que no hay una relación marcada con las externalidades de referencia, no obstante hay una baja relación entre el tiempo medio de reparación con el promedio de altitud (Coef.Corr. 0.35), y de igual modo, hay baja relación con la tasa de falla respecto del valor promedio de la altitud sobre el nivel del mar (Coef.Corr. 0,31).

Tabla 47: Resultado de la correlación para el sistema de 500 kV

Parámetro versus externalidades	Prom. Altitud	Prom Ceráunico	DDT	Precipitación	Temperatura	Ruralidad	Riesgo
Tiempo medio de Falla [h]	0.35	-0.03	-0.06	-0.09	0.15	-0.26	-0.18
Tasa de Falla [1/año por 100 km]	0.31	0.02	-0.12	-0.01	0.21	-0.36	-0.15

Nota: Celdas en color verde para aquellas externalidades que tienen mayor grado de correlación[7].

En la Tabla mostrada a continuación se presentan los valores promedio de los indicadores de tasa y tiempo de las líneas de 500 kV, considerando los valores promedio para todo el período de estudio.

[7] Formula del Coeficiente de Correlación de Pearson

$$r_{xy} = \frac{\sum x_i y_i - n\bar{x}\bar{y}}{n s_x s_y} = \frac{n\sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{\sqrt{n\sum x_i^2 - (\sum x_i)^2}\,\sqrt{n\sum y_i^2 - (\sum y_i)^2}}.$$

Donde x e y son dos variables aleatorias de una población.

El valor del índice de correlación varía en el intervalo [-1,1]:

- Si r = 1, existe una correlación positiva perfecta. El índice indica una dependencia total entre las dos variables denominada relación directa: cuando una de ellas aumenta, la otra también lo hace en proporción constante.
- Si 0 < r < 1, existe una correlación positiva.
- Si r = 0, no existe relación lineal. Pero esto no necesariamente implica que las variables son independientes: pueden existir todavía relaciones no lineales entre las dos variables.
- Si -1 < r < 0, existe una correlación negativa.
- Si r = -1, existe una correlación negativa perfecta. El índice indica una dependencia total entre las dos variables llamada relación inversa: cuando una de ellas aumenta, la otra disminuye en proporción constante.

Tabla 48: Valores de los indicadores correlacionados para el sistema de 500 kV

Nombre línea afectada	Tiempo medio de reparación [h]	Tasa de falla [1/año por 100 km]
BACATA - PRIMAVERA 1 500 kV	1.23	1.14
BOLIVAR - EL COPEY 1 500 KV	0.16	0.63
CERROMATOSO - PORCE III 1 500 kV	0.22	0.50
CERROMATOSO - PRIMAVERA 1 500 kV	0.61	1.45
CERROMATOSO - CHINU 1 500 kV	1.52	1.30
CERROMATOSO - CHINU 2 500 kV	0.14	1.40
SABANALARGA - CHINU 2 500 kV	0.15	0.72
CERROMATOSO - SAN CARLOS 1 500 kV	0.14	0.50
EL COPEY - OCAÑA 1 500 KV	0.16	0.49
LA VIRGINIA - SAN MARCOS 1 500 kV	0.62	1.91
OCAÑA - PRIMAVERA 1 500 KV	0.15	0.64
PRIMAVERA - SANCARLOS 1 500 KV	0.15	1.44
PORCE III - SAN CARLOS 1 500 kV	0.13	0.72
SABANALARGA - CHINU 1 500 kV	0.13	1.23
SAN CARLOS - LA VIRGINIA 1 500 kV	0.99	1.99
Promedios	**0.43**	**1.07**
Desviación Estándar	**0.45**	**0.49**

Nota: En color rojo (fuente) están aquellos valores que están por arriba de la media más una desviación estándar. En color gris están aquellos valores que superan el valor medio más dos desviaciones estándar.

De la tabla se desprende que la línea CERROMATOSO - CHINU 1, registra tiempos por arriba del valor promedio más dos desviaciones estándar (valor marcado en gris), aunque en este caso el valor se encuentra dentro los valores de referencia internacional.

El valor promedio real de la tasa de falla para todo el período del grupo de líneas de 500 kV es de **1.07 [1/año por 100 km]**, además, se destaca en fuente roja aquel grupo de líneas que superan el valor medio más una desviación estándar[8], que alcanza el valor de tasa de 1.56 [1/año por 100 km]. En los valores obtenidos para la tasa de falla no hay registros asociado a activos que superen el promedio más dos desviaciones estándar. El valor de tasa obtenido resulta razonable y comparable con indicadores internacionales, por lo que se respeta el valor de **1 [1/año por 100 km]**, obtenido como promedio de los valores reales, para conseguir los **niveles alcanzable y exigibles**.

En el análisis de Chinu-Cerromatoso 1 500 kV, para todo el período de estudio, se observa que de los 13 eventos de causa forzada para el grupo de activos 10 de ellos tienen origen en las bahías de la línea (origen mas destino). La indisponibilidad del grupo de activos totaliza 19,8 horas, de las cuales hay 18.2 horas están asociadas a las líneas y el resto del tiempo está asociado a las bahías origen más destino. En resumen, resultan los siguientes

[8]

$$S=\sqrt{\frac{\sum(x-\bar{x})^2}{n}}$$

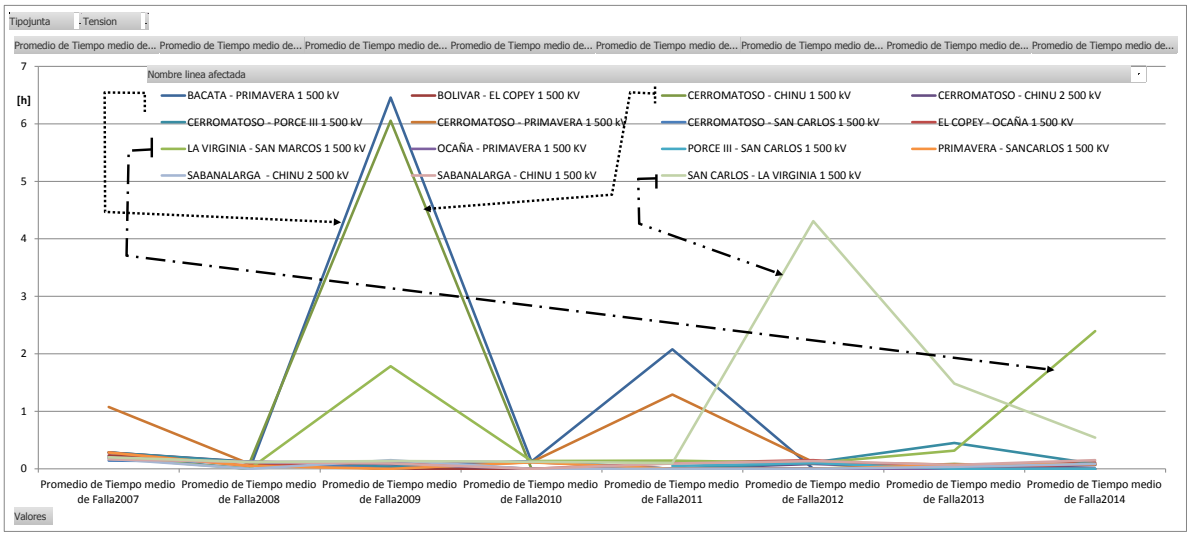
La desviación típica o estándar es una medida del grado de dispersión de los datos con respecto al valor promedio. Dicho de otra manera, la desviación estándar es simplemente el "promedio" o variación esperada con respecto a la media aritmética.

tiempos y cantidad de eventos desagregados por tipo y línea que originaron los eventos:

Tabla 49: Equipos de línea Chinu-Cerromatoso 1 en 500 kV

Equipo de Líneas	Tiempos en horas (2007 -2014)		Cant. Eventos (2007 -2014)	
	BahiaLinea	Linea	BahiaLinea	Linea
BL1 CHINU A CERROMATOSO	0.92		6	
CERROMATOSO - CHINU 1 500 kV		18.2		3
Total general	**1.53**	**18.2**	**10**	**3**

En cuanto a la evolución de los tiempos de reparación [h] para cada una de las líneas del sistema de 500 kV, en la siguiente gráfica se muestra el resultado de todas las líneas, se incluyen los datos analizados previamente:



Gráfica Nº 13: Evolución del tiempo de reparación de líneas de 500 kV del STN

El mayor porcentaje de líneas de 500 kV tienen tiempos medio de reparación por debajo de las 0,5 horas para el período (2007-2014), en promedio son **0.4 [horas]**, y sólo cuatro de ellas registran valores por encima de 4 horas, y se presentan en los años 2009, 2012 y en los que corresponde al 2014, para las siguiente líneas :

- BACATA - PRIMAVERA 1 500 kV
- CERROMATOSO - CHINU 1 500 kV
- SAN CARLOS - LA VIRGINIA 1 500 kV
- LA VIRGINIA - SAN MARCOS 1 500 kV

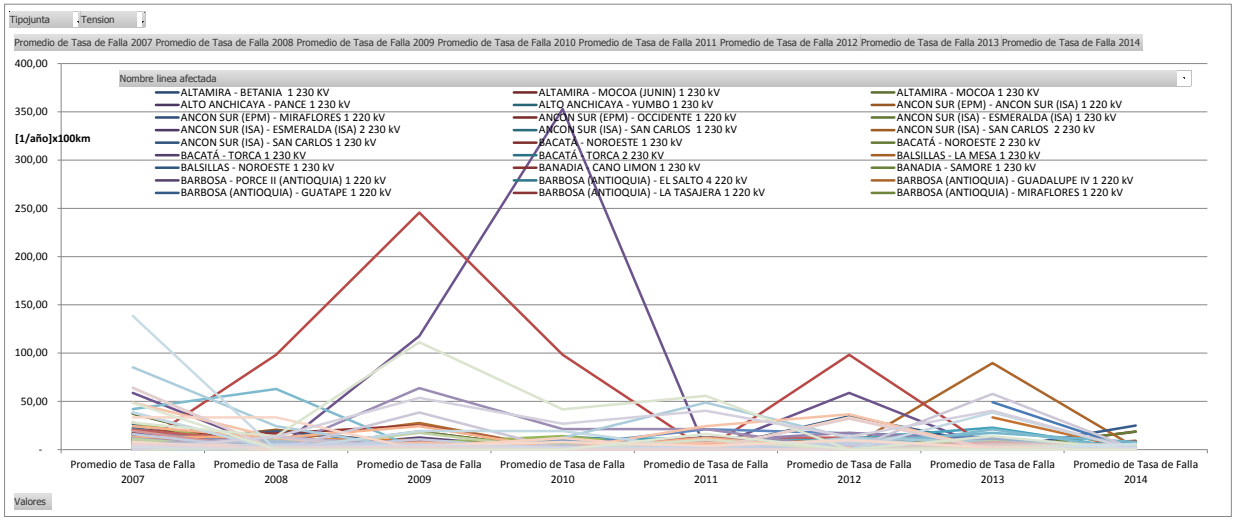
En general, la serie de eventos que registra este grupo de activos de líneas de 500 kV tienen en el HEROPE una descripción que corresponden a “Cambio de Operatividad” con “Cambio de Disponibilidad”; mientras que aquellos que se encuentran en el RVEM se corresponden a disparo de las protecciones principales de la línea (debido a fallas originadas en la línea), y en muchas casos con detalle de que el SID registró descarga atmosférica en la zona que atraviesa la línea.

De los resultados anteriores se puede concluir que los indicadores reales de tiempos medio de reparación son aceptables para líneas de 500 kV, ya que están por debajo de valores internacionales, aunque dado lo exhaustivos de los valores se considera apropiado mantener y respetar el tiempo medio de reparación propuesto en el ámbito internacional.

Los valores propuestos están en el orden las **2,3 [horas]** para los **niveles alcanzable y exigible**.

7.2.2. LÍNEAS DE 220 KV: TASA DE FALLA Y TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN

Al igual que en el caso anterior, en este apartado se procedió al análisis de los valores obtenidos de tasa de falla para el sistema de 220 kV durante el período 2007 al 2014, de los que se desprenden los resultados que se muestran a continuación. La gráfica se muestra la evolución de la tasa de falla para los años de estudio.



Gráfica Nº 14: Evolución de la tasa de falla de líneas de 220 kV del STN

Para el período se obtuvo un valor promedio de **4,3 [1/año por 100 km]**, y una desviación estándar de 8,5, y dan como resultado un conjunto de 6 líneas, de un total de 214 líneas que registraron eventos, que presenta valores de tasa mayores al valor promedio más dos desviaciones estándar. La siguiente tabla tiene el grupo de las líneas que presentan tasas de fallas atípicas, de las que se observa que todos los tramos de línea tiene menos 8,2 km:

Tabla 50: Eventos con tasa falla atípicos de línea de 220 kV

Nombre línea afectada	Tasa de Falla[1/año por 100 km]
COMUNEROS - MERILECTRICA 1 230 kV	77.6
GUADALUPE IV - PORCE II 1 220 KV	71.3
GUADALUPE IV - PORCE II (EPM) 1 220 kV	31.0
PRIMAVERA - TERMOCENTRO 1 230 kV	24.1
TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	34.8
TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	24.8

En base al criterio de extraer elementos con tasa de falla por arriba del promedio más dos desviaciones estándar, si se eliminan los elementos de la tabla anterior de la muestra que conforman la tasa de falla media para el período, se obtiene una tasa de falla promedio para el periodo de **3,14 [1/año por 100 km]**, considerado como objetivo **alcanzable** para el mediano plazo para todo los grupo de activos de líneas de 220 kV.

En cuanto los valores encontrados de tasa de fallas durante su evolución se obtiene los siguientes resultados:

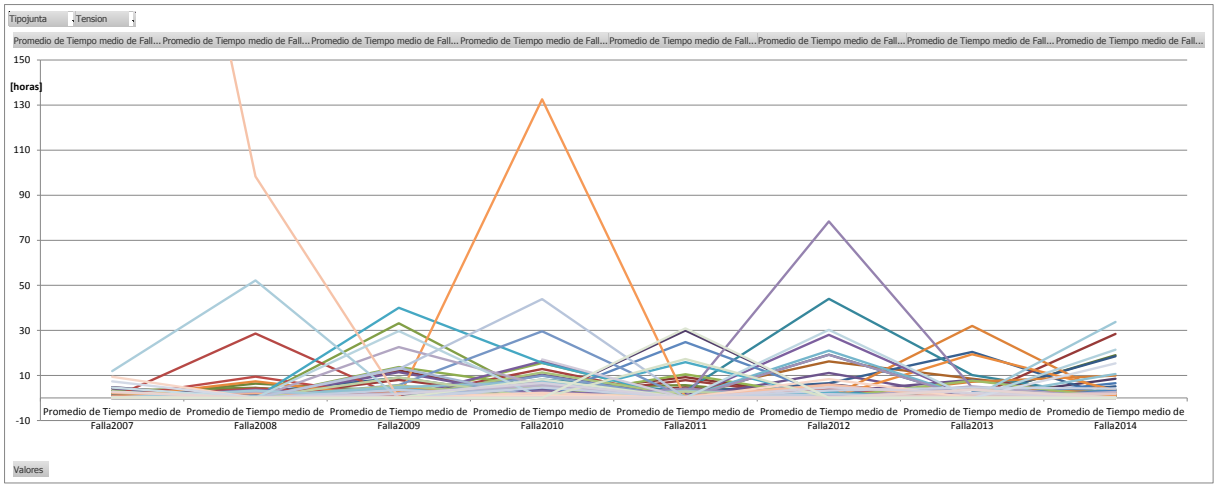
Tabla 51: Evolución de la tasa de falla y desviación estándar promedio para el sistema de 220 kV

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Tasa de falla promedio por año	9.0	3.9	5.8	4.4	2.5	3.2	3.1	1.0
Desviación Estándar de la tasa de falla	15.2	9.0	21.0	25.2	6.6	9.3	9.4	2.9
Cantidad de activos > tfprom (*)	17	12	7	3	12	9	11	15

(*) Cantidad de activos que registraron tasa de falla por encima del valor promedio más una desviación estándar por año que corresponden al sistema de 220 kV.

En relación al análisis de correlación, los resultados no presentan un grado de relación entre los valores medios para el periodo de la tasa de falla y tiempo, respecto de las externalidades, ya sea temperatura, nivel ceráunico, altitud, etc.

Considerando en el análisis la evolución de los tiempos medio de reparación, año a año, obtenemos la siguiente gráfica.



Gráfica Nº 15: Evolución del tiempo de reparación de líneas de 220 kV del STN

En cuanto a los tiempos medios de reparación, as líneas de 220 kV que superan por año las 100 horas de tiempo de reparación son las de Primavera – Termocentro 2 y Guavio – Tunal 1, para los año 2007 y 2010 respectivamente.

Se obtuvo un tiempo medio de reparación promedio para todo el período de **3.26 horas**, con una desviación estándar de 12.4 . Del análisis resulta que hay cinco (5) elementos que registran un tiempo medio de reparación por arriba del valor medio más dos desviación estándar, el registro corresponde a las siguientes líneas:

Tabla 52: Eventos con tiempo de reparación atípicos de línea de 220 kV

Nombre línea afectada	Tiempo medio de reparación [h]
BOLIVAR (CARTAGENA) - SABANALARGA 1 220 kV	28.42
SAN MATEO (CUCUTA) - COROZO 2 230 kV	30.22
FUNDACION - SABANALARGA 3 220 kV	28.61
JUANCHITO - PANCE 1 230 kV	32.43
PRIMAVERA - TERMOCENTRO 2 230 kV	170.24

La línea Primavera – Termocentro 2 tiene en el año 2007 una indisponibilidad de 1602 horas (casi 67 días) con la siguiente descripción: "*Termo Centro, disparo de los circuitos 1 y 2 hacia primavera. Causa en estudio*".

Se considera que el evento de falla, y los tiempos asociados, deberían extraerse de la

muestra por ser tiempos asociados a reparación completamente atípicos (outlier), ya que no son coincidentes con los tiempos de fallas que son comunes en las prácticas operativas de líneas de 220 kV. Esto determina un nuevo tiempo de medio de reparación, promedio para todo el período, que alcanza 1.94 horas, considerado como razonable para el mediano plazo para el grupo de activos.

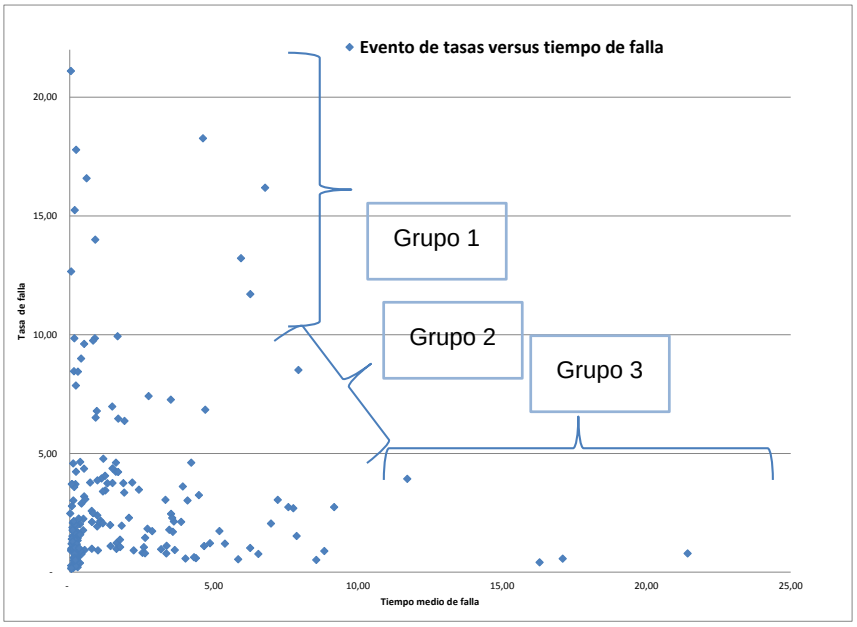
En cuanto a la evolución de los valores encontrados de tiempo de reparación se obtiene los siguientes resultados con la cantidad de eventos de activos que registraron tiempos superiores al valor promedio más una desviación estándar:

Tabla 53: Evolución de los tiempos de los tiempos de reparación y desviación estándar promedio para el sistema de 220 kV

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Tiempo de reparación promedio	2.5	1.3	1.4	2.2	1.0	1.8	0.8	1.0
Cantidad de activos > trprom (*)	11	19	29	32	21	29	25	22
Desviación Estándar	27.3	7.9	4.8	10.1	4.1	7.2	3.2	4.1

(*) Cantidad de activos que registraron tiempo de reparación por encima del valor promedio de un total de 214 que registro eventos durante el período de análisis y que corresponde al sistema de 220 kV.

De las 214 líneas que contabilizaron eventos se puede verificar cómo se distribuyen en cuanto la tasa de falla versus los tiempos medios de reparación:



Gráfica Nº 16: Tasa de falla versus tiempos de reparación para líneas de 220 kV

Nota: la gráfica anterior no se muestran aquellos grupos de activos que generaron eventos atípicos para tiempos de reparación y tasas de falla.

De la gráfica anterior se observan tres grupos caracterizados en relación a sus valores de tiempos y tasas: Grupo 1 con tiempos de reparación bajos y tasa de falla altos, Grupo 2 con tiempos y tasas bajas, y finalmente el Grupo 3 con tiempos altos y tasas bajas. Con un análisis de clúster[9] que concentre los grupos anteriores, se obtiene los siguientes valores medios de tiempo y tasa por cada grupo:

[9] En Anexo IV se describe la metodología.

Tabla 54: Valores promedios de los grupos de clúster para el sistema de 220 kV

Grupo de Clúster	Promedio de Tasa de Falla	Promedio de Tiempo medio de Fallas	Cantidad de Eventos
1	15.67	2.56	10
2	2.43	1.59	180
3	1.42	16.64	4

Tabla 55: Valores promedios MAX y MIN de los grupos de clúster para el sistema de 220 kV

Grupo de Clúster	Tasa de Falla		Tiempo medio de Fallas	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
1	10.8	19.9	0.024	0.9
2	0.1	10.2	0.004	5.4
3	0.4	15.0	6.6	16.3

De acuerdo a la muestra y los resultados obtenidos, el Grupo 2 se distingue como conjunto representativo de la muestra. El valor de tasa de falla obtenido fue de 2.43 [1/año por 100 km], que resulta representativo y comparable con el identificado a nivel internacional. Por esta razón, se adopta el valor internacional de **2.5 [1/año por 100 km]** como valor **exigible** para el implementar como objetivo de calidad en el largo plazo. En cuanto al tiempo medio de reparación, el valor obtenido del análisis de clúster resulta demasiado exigente frente a los valores internacionales, por lo que se recomienda relajar los valores hasta **4.6 [h]** para objetivos **alcanzables** y **exigibles**.

7.2.3. TRANSFORMADORES: TASA DE FALLA Y TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN

En la muestra se tiene varios identificadores coincidentes con la relación de transformación por lo que fueron agrupados de la siguiente forma para evaluar los promedios de tasas y tiempo de los transformadores por separado:

Tabla 56: Grupos de tensión para transformadores del STN

Tipos	Tensión de agrupamiento
230/115/13.8	220
220/115/13.2	220
220/110/46	220
500/110/34.5	500
220/110	220
220/34.5/13.8	220
220/34.5	220
220/110/46.6	220
500/230/34.5	500
230/34.5	220
230/115/34.5	220
220/110/44	220
500/220/34.5	500
230/115/13.2	220
230/34.5/13.8	220
220/66	220

Tipos	Tensión de agrupamiento
220/66/13.8	220
220/110/13.8	220
230/115	220
230/13.8	220
230/44/6.3	220
230/11.4	220
220/110/13.2	220
500/220	500
220/110/34.5	220
220/13.8	220
220/110/6.3	220
220/34.5/6.9	220
230/34.5/6.9	220
230/110	220
138/115/6.6	138
500/230	500

a) Transformadores de 500/220 kV

Para el grupo de transformadores de 500 kV obtenemos los siguientes valores promedio de tasa de falla y tiempos medio de reparación.

Detalle 500 kV	Tiempo medio de reparación [horas]	Tasa de Falla [1/año]
Promedio	1.61	0.74
Desviación Estándar	1.97	0.34

El transformador PRIMAVERA 1 450 MVA 500/220/34.5 kV registra una tasa de falla de 1.5 [1/año], considerado por fuera del valor promedio más dos desviaciones estándar. Si extraemos este registro de la muestra obtenemos una tasa de falla para los transformadores de 500 kV de **0.69 [1/año]**, considerado como **alcanzable**. Del análisis de indicadores internacionales, resulta como valor **exigible** de **0.4 [1/año]** para el largo plazo.

Del análisis de los tiempos de reparación se observa que los transformadores e Sabanalarga 1 y 2 de 450 MVA registran una tiempo medio de reparación de 6.5 y 5.6 [h], considerados por fuera del valor promedio más dos desviaciones estándar. Si extraemos este registro de la muestra obtenemos un tiempo de reparación muy por debajo de los valores internacionales para transformadores de 500 kV del STN (0.97 [h]).

Si bien, al extraer aquellos registros con valores por encima del promedio más dos desviaciones estándar obtenemos un tiempo alcanzable de referencia de *0,97 [horas]*, cabe mencionar los siguientes aspectos:

- La descripción de los registros anteriores, que corresponden a eventos forzados, no son coincidentes con los eventos que describen la falla o ruptura propia al transformador que ocasione el ejercicio de realizar un cambio de transformador, sino que son eventos al parecer operativos. Esto determina que la caracterización de los eventos asociados a transformadores no sean coincidentes con los eventos con los que se definen los tiempos de referencia internacional.
- El resultado obtenido del tiempo medio de reparación no es coincidente con indicadores internacionales, y tampoco con los valores admitidos de indisponibilidad reglamentados para el STN (28 horas para autotransformadores).
- Se recomienda adoptar el valor de referencia internacional al tiempo medio de reparación de **40 horas** por falla.

7.2.4. REACTORES Y CONDENSADORES: TASA DE FALLA Y TIEMPO DE REPARACIÓN

En el análisis de los reactores y condensadores se obtiene una tasa promedio de 0,5 [1/año] para todos los activos, y un tiempo medio de reposición de 8.3 horas, sin desagregar por nivel de tensión o por potencia reactiva (MVAr). Sin consideramos separar aquellos grupo de eventos que superan el valor promedio más dos desviaciones estándar, se obtienen lo siguiente tiempos y tasas propuestos como alcanzables:

- **Tiempo de reparación alcanzable: 5 [h]**
- **Tasa de falla alcanzable: 0.45 [1/año]**

De valores internacionales resulta un tiempo promedio de 3.5 horas-año, mientras que la tasa de falla es más exigente a nivel local por lo que se considera aceptable y debería exigirse también en el largo plazo:

- **Tiempo de reparación exigible: 3.5 [h]**
- **Tasa de falla exigible: 0.45 [1/año]**

7.2.5. ESTADÍSTICAS ADOPTADAS STN

En la elaboración de los apartados anteriores se consideró la muestra de todos los eventos que estaban los registros en las base de datos de HEROPE y RVEM. Sin embargo hay algunos eventos que deberían ser extraídos por sus características atípicas, los cuales fueron a analizados oportunamente. Con estas premisas, se presentaron algunas de las recomendaciones sobre los "outlier" que no deberían considerarse a la hora de componer los valores recomendados como objetivos a partir de las estadísticas reales. Los resultados son los siguientes:

Para el sistema de 500 kV:

Tabla 57: Valores alcanzables de Tasa y tiempo para líneas del sistema de 500 kV

Equipo y elementos asociados	Tasa de Falla [1/año por 100 km]	Tiempo medio de Fallas [h]
Línea de 500 kV	1.0	2.3

Tabla 58: Valores Exigibles de Tasa y tiempo para líneas del sistema de 500 kV

Equipo y elementos asociados	Tasa de Falla [1/año por 100 km]	Tiempo medio de Fallas [h]
Línea de 500 kV	1.0	2.3

En cuanto a los resultados para las líneas de 220 kV en primera instancia se obtiene:

Tabla 59: Valores alcanzables Tasa y tiempo para líneas del sistema de 220 kV

Equipo y elementos asociados	Tasa de Falla [1/año por 100 km]	Tiempo medio de Fallas [h]
Línea de 220 kV	3.1	4.6

Tabla 60: Valores Exigibles Tasa y tiempo para líneas del sistema de 220 kV

Equipo y elementos asociados	Tasa de Falla [1/año por 100 km]	Tiempo medio de Fallas [h]
Línea de 220 kV	2.5	4.6

Para transformadores del STN se obtienen los siguientes indicadores de referencia:

Tabla 61: Valores alcanzables de Tasa y tiempo para transformadores del STN

Transformadores Grupo de tensión	Tasa de Falla [1/año]	Tiempo medio de Fallas [h]
500 /220 kV	0.7	40.0

Tabla 62: Valores Exigibles de Tasa y tiempo para transformadores del STN

Transformadores Grupo de tensión	Tasa de Falla [1/año]	Tiempo medio de Fallas [h]
500/220 kV	0.4	40.0

7.2.6. ESTADÍSTICAS DE MANTENIMIENTO REALES PARA GRUPO DE EQUIPOS - STN

Al igual que el análisis anterior para eventos forzados considerando el grupo de activos, en este apartado se analizaron las estadísticas reales para eventos identificados como de mantenimiento, a partir de los registros clasificados con indisponibilidad del Registro y Validación de Eventos y Maniobras (RVEM) y Herramientas Operativas (HEROPE), para el período desde el 2007 al 2014. Los eventos analizados son aquellos que tienen origen en una causa de mantenimiento, considerados eventos que fueron programados, excluyendo aquellos mantenimiento que se informó debía ser excluidos.

Los indicadores utilizados para caracterizar las tareas de mantenimiento son el tiempo de

mantenimiento anual [h] y la cantidad de salidas programadas (ambos caracterizados por cada 100 km). Los valores son agrupados por tipo y nivel de tensión, en que la unidad de tiempo para el caso de líneas está expresado en [Horas /año-100km], y para Salidas de mantenimiento Programadas es [Salidas /año-100km], mientras que para transformadores para el tiempo la unidad es [Horas /año/unidad] y las Salidas son expresadas en [Salidas/año/unidad].

Tabla 63: Resumen de Indicadores promedio reales de Mantenimiento del STN

Sistema	Equipo	Tensión [kV]	Tiempo de Mantenimiento	Salidas programadas
STN	Línea	500	9.3	1.0
STN	Línea	220	24.2	2.9
STN	Transformador	Grupo 500/220	19.8	2.2
STN	Reactores/Comp.	-	9.1	1.0

En el análisis de los valores obtenidos para mantenimiento, se observa que los registros promedios están en el orden o por debajo de los valores internacionales.

7.3. ESTADÍSTICAS REALES STR

La base de la información que contiene los reportes relacionados a los activos del STR se obtiene de los registros que centraliza la Herramientas Operativas (HEROPE). La base HEROPE tiene datos del 1 de abril de 2013 al 15 de julio de 2014 de los eventos de indisponibilidad de activos del STR.

Se hace hincapié en el período sobre el que reportaron eventos ya que es una población de acotada a poco más de un año para líneas del STR (es mayor para transformadores), respecto de la cantidad de registros que se puede tener de desde que entraron en operación todos los equipos. La intención de tener una población de reportes de eventos que abarque mayor tiempo radica en la necesidad de inferir propiedades e indicadores confiables de la totalidad de la población, por lo que ésta debería ser representativa.

Al igual que en el caso anterior, el objetivo es analizar las estadísticas reales relacionadas a indicadores de calidad del STR. En el análisis de las bases se hicieron adecuaciones sobre de los datos originales de registros de eventos y de activos. Los eventos analizados son aquellos que tienen origen en una causa forzada, considerados eventos que no fueron programados. Los indicadores que son utilizados para valorizar la calidad son aquellos que cuantifican la tasa y tiempo medio de reparación, y son valores promedios anuales que fueron agrupados por nivel tensión y por tipo de equipamiento (línea o transformador).

En el STR, a diferencia del STN, se consideró que el equipamiento está en servicio durante todo el período de vigencia de registros que se tiene en el HEROPE, es decir, desde abril del año 2013. Esto implica afectar los indicadores a la proporción de tiempo operativo y que para nuestro caso representan al tiempo en que están vigentes los registros del HEROPE, con un valor de 1.29 años (470/365).

Para el análisis de los indicadores se tuvieron en cuenta dos grupos de referencia en relación al nivel de tensión de las líneas: el primer grupo líneas que tienen tensión nominal o de operación cercana a los 115 kV (incluye equipamiento que tiene tensión de operación de 110 kV), y el segundo grupo con tensión nominal o de operación cerca a los 66 kV (incluye equipamiento que tiene tensión de operación de 57.5 kV)

7.3.1. LÍNEAS DE 115 KV: TASA DE FALLA Y TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN

Para este nivel de tensión en su conjunto se obtuvo un valor promedio de tasa de falla de **28.74 [1/año por 100 km]** con una desviación estándar 53.6 [1/año por 100 km], teniendo

en cuenta que el promedio. En cuento a los tiempos, se obtiene para grupo de líneas un valor promedio de **28.72 horas**, y una desviación estándar de 366.9 horas.

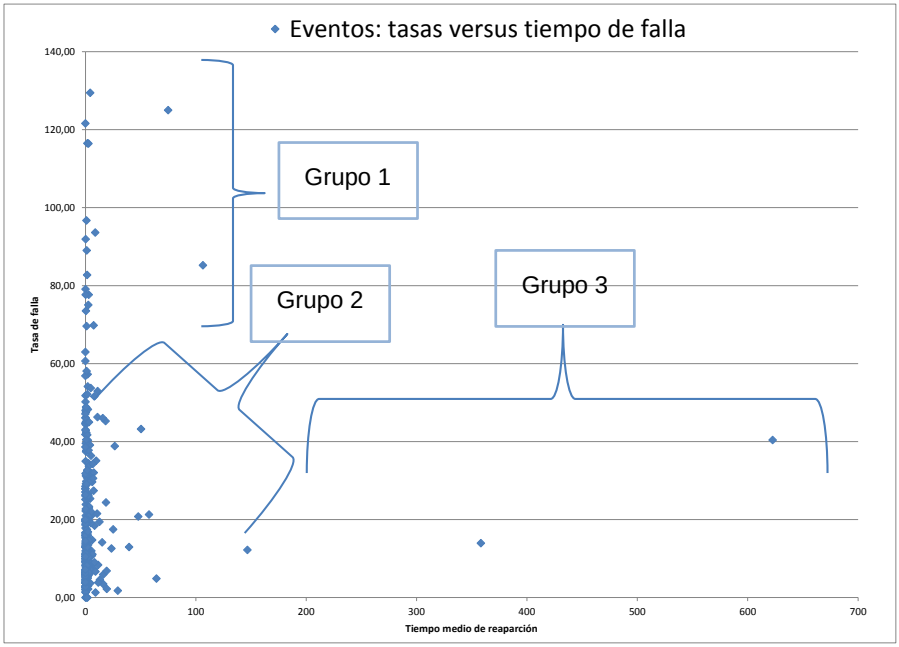
En base al criterio de extraer elementos con tiempo y tasa de falla por arriba del promedio más dos desviaciones estándar, obtenemos un tiempo de reparación promedio de **7.7 [horas]**, considerado adecuado como **nivel alcanzable,** y una tasa de falla promedio de 23.4 [1/año por 100 km]. El valor de la tasa de falla resulta elevado para los indicadores que se observan en el ámbito internacional de **4 [1/año por 100 km]**, considerado como **alcanzable** en el corto plazo.

Del análisis de las externalidades se obtiene que no se encuentre alguna correlación con los indicadores de referencia, según muestra los valores presentados en el siguiente cuadro.

Tabla 64: Resultado de la correlación para el sistema de 115 kV

Parámetro	Prom. Altitud	Prom Ceráunico	DDT	Precipitación	Temperatura	Ruralidad	Riesgo
Tiempo medio de Falla	-0.084	-0.071	-0.017	-0.057	0.072	-0.038	-0.028
Tasa de Falla [1/año por 100 km]	-0.123	-0.055	-0.053	-0.066	0.091	-0.038	-0.012

La relación entre tiempos medio de reparación y tasa de falla se muestra a continuación con un gráfico de dispersión.



Gráfica Nº 17: Tasa de falla versus tiempos de reparación para líneas de 115 kV

En la gráfica anterior se observa tres grupos caracterizados en relación a sus valores de tiempos y tasas: Grupo 1 con tiempos y tasas de falla bajos, Grupo 2 con tiempos altos y tasas bajas, y finalmente el Grupo 3 con tiempos de reparación bajos y tasa de falla altas. Con un análisis de clúster que concentre los grupos anteriores, se obtiene los siguientes valores medios de tiempo y tasa por cada grupo:

Tabla 65: Valores promedios de los grupos de clúster para el sistema de 115 kV

Grupo de Clúster	Promedio de Tasa de Falla	Promedio de Tiempo medio de reparación	Cantidad de Eventos
1	91.47	5.77	20
2	19.03	3.70	268
3	37.93	308.53	4

Tabla 66: Valores promedios MAX y MIN de los grupos de clúster para el sistema de 115 kV

Grupo de Clúster	Tasa de Falla		Tiempo medio de Fallas	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
1	69.6	129.4	0.1	75.0
2	1.3	63.0	0.0	64.4
3	12.2	85.2	106.4	622.7

De acuerdo a la muestra y los resultados obtenidos, el Grupo 2 se distingue como conjunto representativo de la muestra por la cantidad de eventos asociados. El valor de tiempo medio de reparación es de **3.7 [horas]** resulta representativo y comparable con los identificados a nivel internacional y considerado como valor de ser **exigible** en el largo plazo. El valor de la tasa de falla obtenido del análisis de clúster es elevado y no resulta comparable con los obtenidos en el ámbito internacional, por lo que se utiliza la referencia internacional de **4 [1/año por 100 km]**, considerado como **exigible**.

7.3.2. LÍNEAS DE 66 KV: TASA DE FALLA Y TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN

Del análisis de las externalidades se obtiene que no se encuentre alguna correlación con los indicadores de referencia, según muestra los valores presentados en el siguiente cuadro.

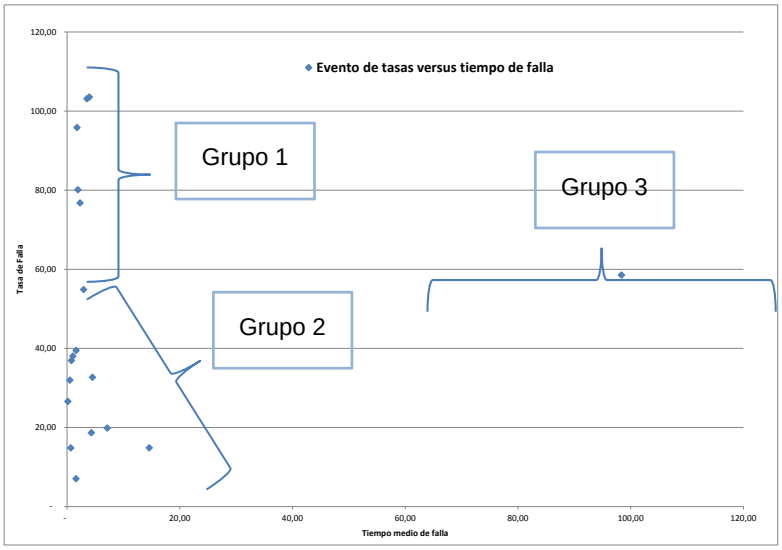
Tabla 67: Resultado de la correlación para el sistema de 66 kV

Parámetro	Prom. Altitud	Prom Ceráunico	DDT	Precipitación	Temperatura	Ruralidad	Riesgo
Tiempo medio de Falla	-0.097	-0.106	0.033	-0.222	0.119	-0.125	0.080
Tasa de Falla [1/año por 100 km]	-0.411	0.192	0.381	0.142	0.310	0.205	0.370

Para este nivel de tensión en su conjunto se obtuvo un valor de tasa de falla de **46.89 [1/año por 100 km]** con una desviación estándar 30.16, teniendo en cuenta que el promedio del grupo. En cuento a los tiempos, se obtiene para grupo de líneas un valor promedio de **20.16 horas**, y una desviación estándar de 54.26, resultando la relación entre tiempos medio de reparación y tasa de falla mostrada con un gráfico de dispersión.

En base al criterio de extraer elementos con tiempo por arriba del promedio más dos desviaciones estándar, obtenemos un tiempo de reparación promedio de **8.4 [horas],** considerado como nivel **alcanzable**. La línea BOCAGRANDE - BOSQUE 1 66 kV genera tiempo medio de reparación de 231 horas, valor por encima del valor promedio más dos desviaciones estándar, y que fue descartado de la muestra por considerarse atípico.

Si se combina la información entre tiempos y tasas de falla resulta el siguiente gráfico:



Gráfica Nº 18: Tasa de falla versus tiempos de reparación para líneas de 66 kV

En la gráfica anterior se observa tres grupos caracterizados en relación a sus valores de tiempos y tasas: Grupo 1 con tiempos y tasas de falla bajos, Grupo 2 con tiempos altos y tasas bajas, y finalmente el Grupo 3 con tiempos de reparación bajos y tasa de falla altas. Con un análisis de clúster que concentre los grupos anteriores, se obtiene los siguientes valores medios de tiempo y tasa por cada grupo:

Tabla 68: Valores promedios de los grupos de clúster para el sistema de 115 kV

Grupo de Clúster	Promedio de Tasa de Falla	Promedio de Tiempo medio de reparación	Cantidad de Eventos
1	91.9	2.7	5
2	28.7	3.3	13
3	58.5	98.4	1

De acuerdo a la muestra y los resultados obtenidos, el Grupo 2 se distingue como conjunto representativo de la muestra por la cantidad de eventos asociados. El valor de tiempo medio de reparación es de 3.3 [horas] resulta representativo, pero bastante más exigente que el identificado a nivel internacional, por lo que se adopta como valor **exigible** el de **5.9 [horas**] en el largo plazo. El valor de la tasa de falla obtenido del análisis de clúster es elevado y no resulta comparable con los obtenidos en el ámbito internacional.

De los análisis anteriores, se observan valores de tasa de falla elevados, por lo que se propone las referencias de tasas internacionales que tienen como techo valores **alcanzables** y **exigibles** de **9 [1/año por 100 km]**.

7.3.3. TRANSFORMADORES: TASA DE FALLA Y TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN

En la muestra se tiene varios identificadores coincidentes con la relación de transformación por lo que fueron agrupados de la siguiente forma para evaluar los promedios de tasas y tiempo de los transformadores por separado:

Tabla 69: Grupos de tensión para transformadores del STR

Tipos	Tensión de agrupamiento
115/57.5/7.5	115
230/115/13.8	220
500/110/11.4	500
220/115/13.2	220

Tipos	Tensión de agrupamiento
220/44	220
230/34.5	220
220/110/44	220
500/110/34.5	500

Tipos	Tensión de agrupamiento
230/115/13.2	220
220/110/13.2	220
220/34.5/13.8	220
220/115/13.8	220
220/34.5	220

Tipos	Tensión de agrupamiento
230/110	220
220/110	220
220/13.2	220
230/115	220
110/66/13.8	115

a) Transformadores de 500 kV

Para el grupo de transformadores de 500 kV se obtienen los siguientes valores promedio de tasa de falla y tiempos medio de reparación.

Detalle 500/115 kV	Tiempo medio de reparación [horas]	Tasa de Falla [1/año]
Promedio	**3.51**	**0.91**
Desviación Estándar	4.66	0.96

El transformador Cerromatoso 2 150 MVA 500/110/34.5 kV registra una tasa de falla de 3.88 [1/año], considerado por fuera del valor promedio más dos desviaciones estándar. Si se extrae este registro de la muestra se obtiene una tasa de falla para los transformadores de 500 kV de **0.64 [1/año]**, considerado como **alcanzable.** Del análisis de indicadores para el STN, resulta adecuado adoptar como valor **exigible** de **0.4 [1/año]** para el largo plazo (valor internacional).

En cuanto al tiempo medio de reparación, descartando las atipicidades, se obtiene un valor **2.6 [horas]**, aunque al igual que en el análisis de los transformadores del STN, cabe mencionar los siguientes aspectos:

- La descripción de los registros que forman los tiempos de reparación, que corresponden a eventos forzados, no son coincidentes con los eventos que describen la falla o ruptura propia al transformador que ocasione el ejercicio de realizar un cambio de transformador, sino que son eventos al parecer operativos. Esto determina que la caracterización de los eventos asociados a transformadores no sean coincidentes con los eventos con los que se definen los tiempos de referencia internacional.
- El resultado obtenido del tiempo medio de reparación no es coincidente con indicadores internacionales, y tampoco con los valores admitidos de indisponibilidad reglamentados para el STN (28 horas para autotransformadores).
- Se recomienda adoptar el valor de referencia internacional al tiempo medio de reparación de **40 horas** por falla.

b) Transformadores de 220 kV

Para el grupo de transformadores de 220 kV, grupo que registra mayor cantidad de quipos que reportaron eventos de la muestra, obtenemos los siguientes valores promedio de tasa de falla y tiempos medio de reparación.

Detalle	Tiempo medio de reparación [horas]	Tasa de Falla [1/año]
Promedio	**105.9**	**1.00**
Desviación Estándar	735.2	1.65

Descartando de la muestra las atipicidades, se alcanzaría un tiempo medio de reparación de 9.43 [h], aunque se considera razonable adoptar como **alcanzable** en el mediano plazo **y exigible** en el largo, el valor que surge de la experiencia internacional, es decir, **13 [horas]**.

En cuanto a la tasa, si se considera el criterio de descartar valores por fuera del valor promedio más dos desviaciones estándar, se obtiene un valor **0.83 [1/año]**, estimado como objetivo **alcanzable.** Del análisis de indicadores internacionales, resulta adecuado adoptar como valor **exigible** de **0.65 [1/año]** para el largo plazo.

c) Transformadores de 115 kV

Para los transformadores en el grupo de 115 kV, se obtienen valores promedio para la tasa de falla de **2,59 [1/año]** y tiempo medio de reparación de **3.39 [horas]**. Del análisis de indicadores internacionales, resulta como tasa de falla el valor **alcanzables** y **exigible** de **0.65 [1/año]** y tiempo de reparación **8.2 [horas]**, en el corto y largo plazo respectivamente. En cuanto al tiempo se considera adecuado proponer valores más relajados teniendo en cuenta los valores internacionales.

7.3.4. REACTORES Y CONDENSADORES: TASA DE FALLA Y TIEMPO DE REPARACIÓN

En el análisis de los reactores y condensadores se obtiene una tasa promedio de 2.7 [1/año] para todos los activos, y un tiempo medio de reposición de 2.2 horas, sin desagregar por nivel de tensión o por potencia reactiva (MVAr). En el análisis de tasa de falla, no ha valores que excedan al valor promedio más dos desviaciones estándar, y se obtuvo un registro con tiempo medio de reparación por arriba de éste criterio. Si separamos aquel valor “outlier”, obtenemos una tiempo medio de reparación de 0.33 [h].

Los valores resultan exigentes comparados con indicadores internacionales, por lo que se propone adoptar estos para ser objetivos como nivel alcanzable y exigible:

- **Tiempo de reparación alcanzable-exigible para reactores: 1.5 [h]**
- **Tasa de falla alcanzable-exigible para reactores: 1 [1/año]**

Los valores anteriores corresponden a exigencias para salidas no programadas de reactores de tensión menor a 345 kV (según Tabla 25), mientras que los valores para condensadores

- **Tiempo de reparación alcanzable-exigible para condensadores: 3 [h]**
- **Tasa de falla alcanzable-exigible para condensadores: 3 [1/año]**

7.3.5. ESTADÍSTICAS ADOPTADAS STR

En la elaboración de los apartados anteriores se consideró la muestra de todos los eventos que estaban los registros en las base de datos de HEROPE. Sin embargo hay algunos eventos que fueron ser extraídos por sus características atípicas, los cuales fueron a analizados oportunamente. Con estas premisas, se presentaron algunas de las recomendaciones sobre los “outlier” que no deberían considerarse a la hora de componer los valores recomendados como alcanzables a partir de las estadísticas reales. Los resultados son los siguientes:

Para líneas del sistema de 115 kV:

Tabla 70: Valores alcanzables de Tasa y tiempo para líneas del sistema de 115 kV

Equipo y elementos asociados	Tasa de Falla [1/año por 100 km]	Tiempo medio de Fallas [h]
Línea de 115 kV	4	7.7

Tabla 71: Valores Exigibles de Tasa y tiempo para líneas del sistema de 115 kV

Equipo y elementos asociados	Tasa de Falla [1/año por 100 km]	Tiempo medio de Fallas [h]
Línea de 115 kV	4	3.7

En cuanto a los resultados para las líneas del sistema de 66 kV se obtiene:

Tabla 72: Valores alcanzables de Tasa y tiempo para líneas del sistema de 66 kV

Equipo y elementos asociados	Tasa de Falla [1/año por 100 km]	Tiempo medio de Fallas [h]
Línea de 66 kV	9	8.4

Tabla 73: Valores Exigibles de Tasa y tiempo para líneas del sistema de 66 kV

Equipo y elementos asociados	Tasa de Falla [1/año por 100 km]	Tiempo medio de Fallas [h]
Línea de 66 kV	9	5.9

Para transformadores del STR se obtienen los siguientes indicadores de referencia:

Tabla 74: Valores alcanzables de Tasa y tiempo para transformadores del STR

Transformadores Grupo de tensión	Tasa de Falla [1/año]	Tiempo medio de Fallas [h]
500/115 kV	0.6	40
220 kV	0.8	13
115 kV	0.7	8.2

Tabla 75: Valores Exigibles de Tasa y tiempo para transformadores del STR

Transformadores Grupo de tensión	Tasa de Falla [1/año]	Tiempo medio de Fallas [h]
500/115 kV	0.4	40
220 kV	0.7	13
115 kV	0.7	8.2

7.3.6. ESTADÍSTICAS DE MANTENIMIENTO REALES PARA GRUPO DE EQUIPOS - STR

Al igual que el análisis anterior para eventos forzados considerando el grupo de activos, en este apartado se analizaron las estadísticas reales para eventos identificados como de mantenimiento, a partir de los registros clasificados con indisponibilidad del Registro y Validación de Eventos y Maniobras (RVEM) y Herramientas Operativas (HEROPE), para el período desde el 2007 al 2014. Los eventos analizados son aquellos que tienen origen en una causa de mantenimiento, considerados eventos que fueron programados, excluyendo aquellos mantenimiento que se informó debía ser excluidos.

Los indicadores utilizados para caracterizar las tareas de mantenimiento son el tiempo de mantenimiento anual [h] y la cantidad de salidas programadas (ambos caracterizados por cada 100 km). Los valores son agrupados por tipo y nivel de tensión, en que la unidad de tiempo para el caso de líneas está expresado en [Horas /año-100km], y para Salidas de mantenimiento Programadas es [Salidas /año-100km], mientras que para transformadores para el tiempo la unidad es [Horas /año/unidad] y las Salidas son expresadas en [Salidas/año/unidad].

Tabla 76: Resumen de Indicadores promedio reales de Mantenimiento del STR

Sistema	Equipo	Tensión [kV]	Tiempo de Mantenimiento	Salidas programadas
STR	Línea	115	125.9	15.7
STR	Línea	66	28.8	4.0
STR	Transformador	Grupo 500	16.0	1.9

Sistema	Equipo	Tensión [kV]	Tiempo de Mantenimiento	Salidas programadas
STR	Transformador	Grupo 220	23.6	1.9
STR	Transformador	Grupo 115	15.6	3.1
STR	Reactores/Comp.	-	13.1	1.9

En el análisis de los valores obtenidos para mantenimiento, en general, se observa que los registros promedios están en el orden o por debajo de los valores internacionales, salvo el caso de líneas de 115 kV que se encuentran muy por encima de valores internaciones, tanto en el tiempo como en la cantidad de salidas programadas (marcados en gris).

8. PROPUESTA PARA EL TRATAMIENTO DE REPORTES DE EVENTOS

Del análisis de la información que en la actualidad es registrada en los reportes de eventos de falla, se observó que en los eventos que generan indisponibilidad es necesario identificar específicamente el activo en que tuvo origen la falla que generó la indisponibilidad y el origen del evento que ocasionó la falla, y esta condición de indisponibilidad debe ser establecida independientemente de que el origen de la falla se localice en el propio equipo o en elementos asociados (interruptor terminal, reactor de línea, etc.). Por ejemplo, un la salida propia de la siguiente bahía generó un estado no operativo del grupo (bahías + líneas) por una causa que tuvo origen en la misma bahía. :

BL1 GUADALUPE IV A PORCE II (EPM) 220 kV	Bah3056	BahiaLinea	Forzado	Apertura automática de la bahía 220kV Guadalupe IV a Porce 2. Señalizó discrepancia de polos y borró inmediatamente. Se revisó y se encontró normal.

Sin embargo los siguientes eventos de falla no deberían ser asignados a las bahías sino a las líneas mismas:

BL1 GUADALUPE IV A OCCIDENTE 220 kV	Bah0142	BahiaLinea	Forzado	Apertura automática solo del polo de la fase T por descarga atmosférica, este evento generó apertura de las bahías 220kV Salto, Barbosa y Porce en Guadalupe IV, y Guadalupe IV en Occidente.

Nota: el evento supone que descargó en la línea, y no que lo hizo en la subestación (evento de baja probabilidad) ya que en los diseños estándar se cuenta con protecciones de descarga atmosférica.

BL1 MOCOA A ALTAMIRA 230 kV	Bah2733	BahiaLinea	Forzado	BL1 Mocoa a Altamira 230 kV . Apertura, disparo por protección de distancia Zona 1.

Para futuras revisiones de los objetivos de calidad, será conveniente contar con una muestra adecuada de la información detallada del comportamiento histórico de componentes individuales y grupales del STN y STR, es decir, registros de indisponibilidades programadas y forzadas de las líneas de transmisión y transformadores. Por ello, se recomienda incluir en los casos una descripción de las condiciones que originaron el evento con un código único por tipo. El objeto es metodológicamente identificar en los reportes el origen sistemático de los eventos, para hacer un análisis caracterizado de las eventos que generan indisponibilidad programada (mantenimiento y otras) y no programadas (forzadas).

En este sentido, sería conveniente que la CREG instruya a los encargados de suministrar los datos estadísticos que componen el HEROPE. En el Anexo V se presenta un ejemplo de contenido para plantilla mínima para la recolección estadística de eventos de falla.

En principio, se considera que los eventos a reportar en forma detallada en estas planillas serían sólo los correspondientes a líneas y transformadores de la RTR, dado que estos equipos son los que tienen una incidencia directa sobre la calidad de servicio, ya sea por la frecuencia de fallas (en el caso de las líneas) como por las restricciones y tiempos involucrados (transformadores). Particularmente para los transformadores, es de esperar

que la información estadística recolectada, mediante las planillas indicadas, permitirá realizar los análisis necesarios para establecer una nueva pauta en relación con los tiempos requeridos para mantenimiento programado, los que podrían inclusive incluir discriminaciones por zonas según algún tipo de factor climático o de polución. En cambio, los equipos de conexión y compensación presentan tasas de falla mucho menores, mayores alternativas de sustitución o reemplazo funcional, y por lo tanto una incidencia o impacto marginal en la continuidad del suministro.

Se recomienda uniformizar los criterios en cuanto a la consideración de las condiciones de salidas forzadas o programadas. Al respecto, se destaca que el criterio adoptado en este estudio, tanto para la interpretación de la información estadística utilizada como para el planteo de la metodología propuesta, fue el de que una salida forzada se produce debido a una falla no prevista, y no está asociada a tareas de mantenimiento.

9. ESTIMACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD DE ALCANZABLES

En este capítulo se presenta la metodología aplicada y los resultados obtenidos para dar cumplimiento a lo requerido en el numeral 3.2.2 de los términos de referencia del estudio (TdR).

En los apartados anteriores se presentaron las estadísticas reales del STN y STR, conjuntamente con un análisis de los resultados sobre los niveles alcanzables de los indicadores de referencia, a través de las comparaciones entre los valores reales de calidad respecto de los indicadores del ámbito internacional (que consideran buenas prácticas de AOM), y aquellos resultados obtenidos a partir de análisis específicos. Como resultados se obtienen los resultados (redondeados) que se muestran en la siguiente tabla de indicadores alcanzables en el mediano plazo, agrupados por actividad, tipo de equipo y nivel de tensión.

Tabla 77: Estimación de los Niveles de Calidad Alcanzables

Sistema	Equipo	Tensión [kV]	Tasa de falla		Tiempo medio de reparación	
STN	Línea	500	1.0	[1/año por 100 km]	2.3	[h]
STN	Línea	220	3.1	[1/año por 100 km]	4.6	[h]
STN	Transformador	Grupo 500/220	0.7	[1/año]	40.0	[h]
STR	Línea	115	4.0	[1/año por 100 km]	7.7	[h]
STR	Línea	66	9.0	[1/año por 100 km]	8.4	[h]
STR	Transformador	Grupo 500/115	0.6	[1/año]	40	[h]
STR	Transformador	Grupo 220	0.8	[1/año]	13	[h]
STR	Transformador	Grupo 115	0.7	[1/año]	8.2	[h]

Se considera temporalmente al “mediano plazo” como al tiempo que corresponde a un período de revisión tarifaria, que es definido por la regulación y en general se encuentran en el orden de los 5 años.

10. ESTIMACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD DE EXIGIBLES

En este capítulo se presenta la metodología aplicada y los resultados obtenidos para dar cumplimiento a lo requerido en el numeral 3.2.3 de los términos de referencia del estudio (TdR).

En los apartados anteriores se presentaron las estadísticas reales del STN y STR, conjuntamente con un análisis de los resultados sobre los niveles que deberían ser exigibles en relación a los indicadores de referencia. El criterio tuvo en cuenta los valores obtenidos a través de las comparaciones entre los valores reales de calidad respecto de los indicadores del ámbito internacional (que consideran buenas prácticas de AOM), y aquellos resultados obtenidos a partir de análisis específicos, considerando como base los valores alcanzables. Como resultados se obtienen los resultados (redondeados) que se muestran en la siguiente tabla de indicadores exigibles en el largo plazo, agrupados por actividad, tipo de equipo y nivel de tensión.

Tabla 78: Estimación de los Niveles de Calidad Exigibles

Sistema	Equipo	Tensión [kV]	Tasa de falla		Tiempo medio de reparación	
STN	Línea	500	1.0	[1/año por 100 km]	2.3	[h]
STN	Línea	220	2.5	[1/año por 100 km]	4.6	[h]
STN	Transformador	Grupo 500/220	0.4	[1/año]	40	[h]
STR	Línea	115	4.0	[1/año por 100 km]	3.7	[h]
STR	Línea	66	9.0	[1/año por 100 km]	5.9	[h]
STR	Transformador	Grupo 500/115	0.4	[1/año]	40	[h]
STR	Transformador	Grupo 220	0.7	[1/año]	13	[h]
STR	Transformador	Grupo 115	0.7	[1/año]	8.2	[h]

Se considera temporalmente al “largo plazo” como al tiempo que supera a un período de revisión tarifaria, que es definido por la regulación y en general se encuentran en el orden de los 5 años. Es decir, el “largo plazo” es el período mayor a los cuatros años. Los registros exigibles en el largo plazo requieren, en general, de grandes inversiones para alcanzar valores óptimos de calidad, por ello, los indicadores son plausibles de obtener en períodos que superan los cuatro años, coincidente con los planes de inversiones de largo plazo.

11. RESUMEN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD

A modo de resumen, la siguiente tabla contiene los valores reales obtenidos para el SIN, y aquellos valores objetivos que deberían tener los niveles alcanzables y exigibles para eventos no programados, y a continuación aquellos eventos programados de mantenimiento.

Tabla 79: Resumen de los Tiempos Medios de Reparación

Tiempo medio de reparación [h]					
Sistema	**Equipo**	**Tensión [kV]**	**Reales**	**Alcanzables**	**Exigibles**
STN	Línea	500	0.4	2.3	2.3
STN	Línea	220	3.3	4.6	4.6
STN	Transformador	Grupo 500/220	1.6	40.0	40
STR	Línea	115	28.7	7.7	3.7
STR	Línea	66	20.2	8.4	5.9
STR	Transformador	Grupo 500/115	3.5	40	40
STR	Transformador	Grupo 220	105.9	13	13
STR	Transformador	Grupo 115	3.4	8.2	8.2

Tabla 80: Resumen de los Tasa de Falla

Tasa de Falla (en caso de líneas los valores son por cada 100 km)					
Sistema	Equipo	Tensión [kV]	Reales	Alcanzables	Exigibles
STN	Línea	500	1.1	1.0	1.0
STN	Línea	220	4.3	3.1	2.5
STN	Transformador	Grupo 500/220	0.7	0.7	0.4
STR	Línea	115	28.7	4.0	4.0
STR	Línea	66	46.9	9.0	9.0
STR	Transformador	Grupo 500/115	0.9	0.6	0.4
STR	Transformador	Grupo 220	1.0	0.8	0.7
STR	Transformador	Grupo 115	2.6	0.7	0.7

En cuanto a los tiempos y tasas de mantenimiento (eventos programados) que se proponen como alcanzables y exigibles por tipo de equipamiento (transformador, línea o compensación) están formados de acuerdo a las referencias internacionales y la experiencia del consultor en estos valores, y que es común en las prácticas de la mantenimiento de los sistemas eléctricos de la región, son los siguientes:

Tabla 81: Transformadores – Objetivos de Calidad Propuestos para Mantenimiento Programado

Aplicación	Indisponibilidad Programada para Transformadores	
	Horas/año/unidad	**Salidas/año/unidad**
Alcanzables	45.0	3.0
Exigibles	45.0	2.0

Tabla 82: Compensación – Objetivos de Calidad Propuestos para Mantenimiento Programado

Aplicación	Indisponibilidad Programada para Compensación	
	Horas/año/unidad	**Salidas/año/unidad**
Alcanzables	15.0	2.0
Exigibles	15.0	2.0

Mientras que para líneas de transmisión, en función del nivel tensión, son:

Tabla 83: Líneas de Transmisión – Objetivos de Calidad Alcanzables para Mantenimiento Programado

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		Indisponibilidad Programada	
STN/STR	**Voltaje [kV]**	**Horas / año-100km**	**Salidas / año-100km**
	500	30.0	8.0
	200 a 230	30.0	8.0
	60 a 138	30.0	10.0

Tabla 84: Líneas de Transmisión – Objetivos de Calidad exigibles para Mantenimiento Programado

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		Indisponibilidad Programada	
STN/STR	**Voltaje [kV]**	**Horas / año-100km**	**Salidas / año-100km**
	500	30.0	8.0
	200 a 230	30.0	8.0
	60 a 138	30.0	8.0

En el análisis anterior que corresponde a mantenimiento, para los casos en que las estadísticas reales están por debajo de los valores exigibles, se adoptaron éstos últimos para cumplir como valores alcanzables. Es decir, quedaron los objetivos alcanzables en el mismo orden que los valores exigibles.

12. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

En este capítulo se presenta la metodología y el resultado del uso de un software comercial especializado para dar cumplimiento a lo requerido en el numeral 3.2.2 y 3.2.3 de los términos de referencia del estudio (TdR), que corresponden a la estimación de los niveles de calidad alcanzable y exigible.

A partir de los resultados obtenidos en las secciones anteriores se modelaron sobre la red del SIN los indicadores que son recomendados como alcanzables y exigibles en un escenario de 2015. La red está modelada con topología que considera las ampliaciones sobre el sistema de transporte y generación, con escenarios de demanda y de generación para las bandas de máxima, media y mínima.

En el modelado se homogeneizaron los indicadores obtenidos para cada grupo de equipamiento de transformación que corresponde a STN y STR, y se eligieron aquellos indicadores que tienen origen en la muestra que es más representativa. Por ejemplo, para grupo de transformadores 220 kV se utilizaron los indicadores que tienen origen en el STR y para transformadores de 500 kV del STN. Es decir, se escogieron los siguientes valores marcados en gris y que están en las bases DIgSILENT.

Tabla 85: Indicadores de transformadores modelados como alcanzables

Act.	Equipo	Tensión [kV]	Tasa de falla		Tiempo medio de reparación	
STN	Transformador	Grupo 500	0.6	[1/año]	40	[h]
STN	Transformador	Grupo 220	0.7	[1/año]	5.0	[h]
STR	Transformador	Grupo 500	1.5	[1/año]	40	[h]
STR	Transformador	Grupo 220	1.4	[1/año]	3.9	[h]

Nota: similar criterio se adoptó para determinar los límites exigibles para grupo de transformadores y para las líneas que tiene representación en ambos sistemas (STN y STR)

En cuanto a los indicadores de líneas, se utilizaron los valores tal cual fueron presentados

en el apartado de estimación de niveles de calidad alcanzables y exigibles.

12.1. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Para el cálculo de confiabilidad se utilizó el módulo de la herramienta DIgSILENT que permite obtener indicadores de referencia internacional, y particularmente las interrupciones de suministro a la demanda del sistema mediante la aplicación de métodos estadísticos.

El análisis de confiabilidad constituye una extensión probabilista del análisis de contingencias, considerándose en cada contingencia los datos estadísticos de frecuencia y duración de falla de cada uno de los equipamientos modelados.

En este caso se modelaron tasa y tiempo de falla sólo de líneas y transformadores del STN y STR, y los indicadores que parametrizan los equipos tienen en cuenta las indisponibilidades obtenidas el grupo de equipo completo, es decir, consideran las salida de las bahías de conexión (de línea o transformadores, según sea el caso). En el análisis se representó cada componente con un modelo de falla caracterizado a través de la frecuencia y duración de falla de ese elemento por tipo y nivel de tensión.

Las interrupciones en el DIgSILENT se describen mediante índices de confiabilidad que consideran aspectos como:

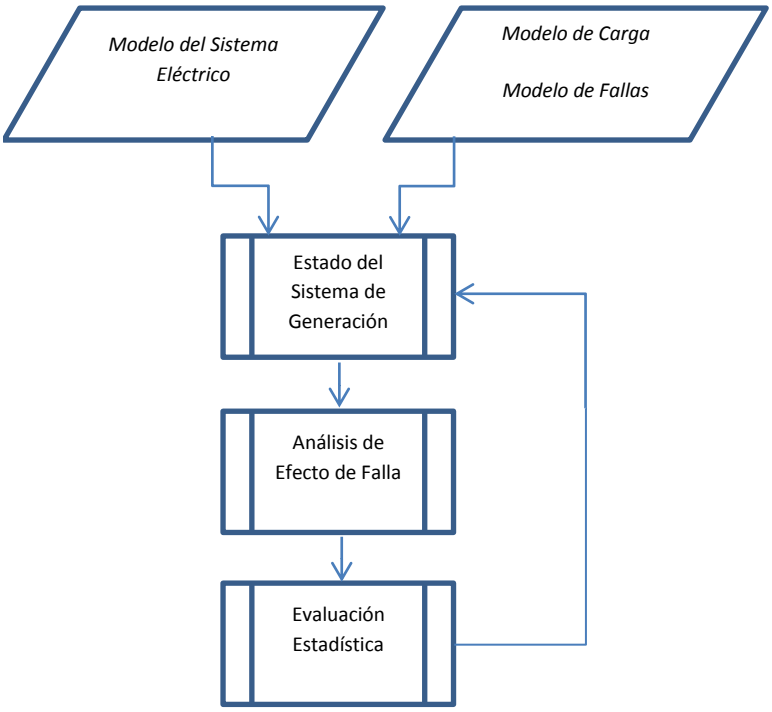
- Número de clientes
- Carga conectada
- Duración de las interrupciones
- Potencia interrumpida
- Frecuencia de las interrupciones

Se tomaron los escenarios de demanda y despachos de generación de la base DIgSILENT provista por la XM para el año 2015, al igual que las consideraciones operativas de configuración de la red representada en la base de datos. La demanda tiene información del número de clientes que es utilizada al momento de obtener indicadores de referencia internacional para sistemas de transmisión (SAIDI, SAIFI, etc.).

Adicionalmente, la demanda considera el factor prioridad, ya que el algoritmo de cálculo utiliza este factor para darle prioridad a los cortes de demanda (el orden de prioridad más bajo indica las cargas que serán recortadas en primera instancia, sin embargo, las cargas de alta prioridad podrán ser cortadas si el algoritmo determina que con estas es la única manera de aliviar algunas de las restricciones).

El análisis considera la respuesta del sistema en los diferentes estados de falla para determinar qué situaciones conducen a interrupciones de suministro, y realiza las adaptaciones necesarias para cumplir las restricciones de cálculo (sobrecarga y perfil de tensión).

Finalmente, con los resultados obtenidos previamente se realiza el cálculo de los indicadores para todo el sistema. En forma metodológica se puede representar con el siguiente diagrama de flujo.



Gráfica Nº 19: Diagrama de Flujo Básico: Análisis de Confiabilidad

Para el cálculo de los índices de calidad de servicio que corresponden a la red de transmisión en el módulo de confiabilidad del software DIgSILENT se configuraron los siguientes aspectos.

- Se utilizó el método de cálculo que tiene en cuenta un análisis de flujo de carga (que considera conectividad y los estados operativos de la red). Esta opción tiene en cuenta restricciones por sobrecarga de todos los equipos del sistema, por lo que para cada contingencia analizada se completara un flujo de carga con el objeto de determinar si existen puntos del sistema que se encuentran fuera de los rangos permitidos de operación en condición de post-contingencia.
- Se utilizó la opción que corresponde al análisis de redes de transmisión. Esta configuración permite remover las sobrecargas térmicas mediante redespacho de generación, transferencia de carga y corte de carga. Inicialmente, para cumplir las restricciones, el módulo de cálculo redespacha generación (siguiendo un orden de mérito de generadores) y transferir carga. En el caso que estas acciones no pueden completarse o no son suficientes para eliminar la sobrecarga, se llevan a cabo cortes de carga, siguiendo un orden de prioridad para las mimas. Debe tenerse en cuenta que el redespacho y reparto de carga no afecta los índices de calidad, al contrario de lo que ocurre con los cortes de carga, pues en dicho caso esta última acción conduce a aumentar la energía no suministrada.
- Las contingencias representadas son aquellas que tienen origen en elementos de red que tiene tasa y tiempo de falla asociada.

Los resultados obtenidos de calidad del sistema en su conjunto se resumen a través de los siguientes índices de referencia:

ASAI: índice de disponibilidad promedio de servicio, representa la fracción de tiempo que un cliente está conectado durante un período de tiempo definido.

$$ASAI = 1 - ASUI$$

ASUI: índice de indisponibilidad promedio de servicio, es la probabilidad de tener todas las cargas suministradas.

$$ASUI = \frac{\sum ACIT_i \cdot C_i}{8760. \sum C_i}$$

Donde:

ACIF: Frecuencia de interrupción promedio (a nivel cliente). Tiene en cuenta la frecuencia de ocurrencia dé cada contingencia y la fracción de carga que se pierde en cada caso.

ACIT: Tiempo de interrupción promedio (a nivel cliente). Tiene en cuenta la tasa de falla del punto de carga analizado por el tiempo medio de reparación de dicho nodo y la fracción de carga que se pierde en cada caso.

C: número de clientes totales

A: número de clientes afectados

12.2. RESULTADO DEL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones obtenidos de energía no suministrada para los casos con indicadores de calidad alcanzable y exigible de tasa y tiempo medio de reparación, en el año 2015. La ENS se calcula a partir de valores de potencia cortada para el grupo de contingencias definidas en cada una de las bandas horarias (escenarios de máxima, media y mínima). El detalle de los resultados está presentado en el ANEXO VII.

Se considera que los escenarios de demanda modelada representan un valor potencia media del estado de carga de la misma, por lo tanto con el análisis se obtiene un valor representativo por cada banda. Se utilizan los siguientes tiempo para cada período: para la banda de máxima son 3 horas (13 % del tiempo), para la banda media 15 horas (63 % del tiempo), y finalmente la banda de mínima 6 horas (25 % del tiempo). Luego, la ENS es pondera por el tiempo que está vigente la banda para generar un valor único anual de ENS.

12.2.1. ENS CON INDICADORES ALCANZABLES Y EXIGIBLES

El resultado de la ENS para el escenario de 2015 considerando indicadores alcanzables sobre la red del SIN, y la probabilidad de ocurrencia durante el período de máxima, media y mínima demanda:

ENS [MWh/a] (Alcanzables)		
Máxima	**Medio**	**Mínima**
18 228	149 289	24 026

Con estos valores ponderados por el tiempo de ocurrencia se obtiene una ENS de 191 543 MWh, que representa 2,9 de la energía suministrada por mil para el año 2015[10].

[10] Se considera que la energía prevista para el año 2015 es de 66 133 GWh, obtenida a partir de los valores registrados en el año 2013 de 60 891 GWh a una tasa de 4.2 % anual. Informe Consolidado del Mercado, Diciembre de 2013, XM (filial de ISA).

El resultado de la ENS para el escenario de 2015 considerando indicadores exigibles sobre la red del SIN, y la probabilidad de ocurrencia durante el período de máxima, media y mínima demanda:

ENS [MWh/a] (Exigible)		
Máxima	**Medio**	**Mínima**
8 452	98 929	11 607

Con estos valores ponderados por el tiempo de ocurrencia se obtiene una ENS de 118 989 MWh, que representa 1,8 de la energía suministrada por mil para el año 2015.

El resultado entre las simulaciones de la red con indicadores alcanzables y exigibles es compatible con las exigencias esperadas de niveles de calidad, ya que con indicadores de calidad con un grado mayor de exigencias determina menores niveles de Energía No Suministrada en el SIN.

Cabe mencionar que el modelo con valores exigibles, es decir con datos más rigurosos a obtener en el largo plazo, refleja mejores resultados de ENS (pasa de 2.9 por mil a 1.8 por mil de ENS), aunque estos valores resultan aún elevados. Este resultado motiva un análisis particularizado de las fallas que son preponderantes al contabilizar la ENS, por ello es necesario identificar aquellos equipamientos que son críticos en términos de indisponibilidad, teniendo en cuenta aquella energía no suministrada que tiene origen en cargas que están conectadas en sistemas tipo radial (para evaluar si es económicamente factible cambios estructurales sobre la red de transporte).

12.2.2. ÍNDICES DE CALIDAD: ASAI Y ASUI

Al igual que en el caso anterior, adoptamos el criterio de ponderar por el tiempo que está vigente la banda a los indicadores ASAI y ASUI y se obtuvieron los siguientes resultados:

Alcanzables	
ASAI	**ASUI**
99.71%	0.29%

Exigibles	
ASAI	**ASUI**
99.83%	0.17%

Cabe mencionar que el valor obtenido de 99.83 % de ASAI para los indicadores exigibles, está ligeramente por abajo del valor límite mínimo que surge de la experiencia internacional del 99.9 %, que es coincidente con las conclusiones de ENS que se encuentran por arriba de límites de referencia internacional.

13. CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos se pueden sacar las principales conclusiones:

- En general la normativa para STN y STR se caracteriza por aquellos indicadores de duración de la indisponibilidad de los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión en el STN y STR (determinando Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas) y la Energía No Suministrada (ENS) por la indisponibilidad de un Activo. Es decir, metodológicamente, en la regulación sólo se tienen en consideración los tiempos de indisponibilidad y los niveles de cortes de

carga (sobre pronósticos de demanda), y que son producto de ser compensados. Por el contrario, no se penaliza por número o tasas de falla de indisponibilidad asociadas a los activos, tal como se utilización en parte de la normativa internacional (aunque se admite que las salidas de servicio tiene influencia en estos indicadores de referencias admitidos por la regulación Colombiana).

- Es necesario adoptar una metodología para registrar los reportes de evento con una descripción de las condiciones que originaron el evento, identificando un código único por el tipo de falla causante. Todas estas recomendaciones están orientadas a enriquecer el análisis de una futura revisión de los objetivos de calidad asociados fundamentalmente a los equipos clave (líneas y transformadores).
- Del análisis de las externalidades y de los eventos de indisponibilidad, no se obtienen correlaciones significativas entre las externalidades y los indicadores de referencia, ya que no se identificó un comportamiento de falla o indisponibilidad asociado a factores climáticos y/o geográficos. Esto supone que los valores de calidad de servicio se relacionan mucho más con las prácticas de operación y mantenimiento que llevan adelante las empresas operadores de la red que con las externalidades asociadas a cada equipo.
- De las Estadísticas Reales por grupo de equipos se concluye que para el STN:
    - Las tasas de falla en promedio resultan aceptable para las líneas de 500 kV y se encuentran dentro de los valores obtenidos en el ámbito internacional. En este sentido, los valores propuestos como alcanzables y exigibles resultan adecuados y factibles de ser alcanzados. Los tiempos para líneas en 500 kV resultaron ser mejores en comparación con los valores internacionales por lo que se propone valores más relajados en cuanto a las exigencias.
    - Para las líneas de 220 kV, los indicadores obtenidos se encuentran en el orden de los vistos en el ámbito internacional, por lo que las expectativas (alcanzables y exigibles) son posibles de lograr en el mediano y largo plazo. Se observa que los tiempos medios de reparación y las tasas resultaron ser exigentes para las líneas de transmisión, lo que supone que solo hay que hacer una adecuación de los programas de operación y mantenimiento que permitan mejorar los indicadores de referencia con el objeto superar los resultados propuestos como alcanzables en el mediano plazo y exigibles en el largo plazo.
    - En cuanto a los transformadores, las tasas de falla obtenidas son aceptables (del orden en valores de magnitud), aunque es necesario hacer las mejoras pertinentes en cuanto a los tiempos medios de reparación para alcanzar los valores exigibles como referencia del ámbito internacional de los transformadores de 220 kV. Los valores registrados de tiempos de reparación de transformadores deben ser correctamente discriminados para que en la descripción de los registros de eventos se distingan salidas forzadas (por falla permanente propia del transformador que requiera su reemplazo o reparación), respecto de aquellas que se atribuyan a eventos del tipo operativos (maniobra, sobrecargas, etc.).
- De las Estadística Reales por grupo de equipos se concluye que para el STR:
    - Las tasas de falla para líneas de 115 kV y 66 kV son elevadas, y no están dentro del orden de los indicadores del ámbito internacional, por lo que se propone adoptar valores internacionales como referencia para alcanzar y exigir en los plazos correspondientes. Adaptar las tasas a los valores objetivos requerirá de programas de operación y mantenimiento adecuados teniendo en cuenta los tiempos de accesos a las instalaciones, ubicación de

los centros de operación, considerando las condiciones geográficas y climáticas del emplazamiento de los equipos. De todos modos, no se puede concluir que el valor elevado de este indicador esté asociado a la falta de adecuación de estos programas, o sólo se debe a una inadecuada descripción o identificación en el tipo de causa en los reportes.

  - En cuanto a los tiempos de reparación en líneas de 115 kV y 66 kV, al igual que las tasas, están por arriba de los valores internacionales, y se recomienda adecuar los programas que optimicen los resultados sobre el STR.
  - Para los transformadores que se encuentran en el grupo de 500 kV, 220 kV y 115 kV se tendrá que realizar un esfuerzo que apunte a mediano y largo plazo, ya que los valores se encuentran por arriba del ámbito internacional. Los valores obtenidos se encuentran en el orden, aunque deberán ser mejorados a los fines de alcanzar los valores objetivos.
  - Los valores registrados de tiempos de reparación de transformadores deben ser correctamente discriminados para que en la descripción de los registros de eventos se distingan salidas forzadas (por falla permanente propia del transformador que requiera su reemplazo o reparación), respecto de aquellas que se atribuyan a eventos del tipo operativos (maniobra, sobrecargas, etc.).

- Del resultado de los indicadores de referencia obtenidos del análisis de confiabilidad:
  - En cuanto a la ENS, al parametrizar el equipamiento con indicadores de confiabilidad (tasa de y duración de falla) de ser alcanzables y exigibles, se obtuvieron resultados en función de las exigencias esperadas de los niveles de calidad, ya que con indicadores de calidad con un grado mayor de exigencias o rigurosidad determina menores niveles de Energía No Suministrada en el SIN (pasa de 2.9 por mil a 1.8 por mil de ENS), aunque estos valores resultan aún elevados. Este resultado motiva un análisis particularizado de las fallas que son preponderante al contabilizar la ENS, por ello es necesario identificar aquellos equipamientos que son críticos en términos de indisponibilidad, teniendo en cuenta aquella energía no suministrada que tiene origen en cargas que están conectadas en sistemas tipo radial (para evaluar si es económicamente factible cambios estructurales sobre la red de transporte).
  - Por otro lado, son de interés el ASAI y ASUI en redes que son identificadas como servicio de transmisión, que para las condiciones en que fueron modelados de niveles de calidad exigible resultaron valores ligeramente por abajo (99.83 % de ASAI) al valor límite (mínimo) que surge de la experiencia internacional de 99.9 %.

14. REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

1. Resolución 11 de Metodología y Fórmulas Tarifarias para la Remuneración de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) – Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) . Año 2009.
2. Resolución 97 de Principios Generales y la Metodología para el Establecimiento de los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local (STR y SDL) – Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Año 2008.
3. Resolución 93 de Reglamento para el Reporte de Eventos y el Procedimiento para el Cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la Calidad del Servicio en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) – Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Año 2012.
4. Resolución 94 de Reglamento para el Reporte de Eventos y el Procedimiento para el Cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la Calidad del Servicio en los Sistemas de Transmisión Regional (STR) – Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Año 2012.
5. Instructivos y Procedimientos para Reporte de Información Operativa de los Activos de Transmisión - STN. XM, filial ISA. Noviembre de 2012.
6. Instructivos y Procedimientos para Reporte de Información Operativa de los Activos de Regional - STR. XM, filial ISA. Noviembre de 2012.
7. Determinación de los Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión de la RTR. Informe Final. Contrato EOR 02-2011-GPO. Diciembre 2011.
8. Resolução Normativa N° 270 de 26 de Junho de 2007. ANEEL. Junio 2007.
9. Sistema BDConf – Volume I - Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN. UFSC. Julio 2006.
10. Estudio de Límites de Comportamiento para Instalaciones de Transmisión de TDE 2009 – 2013. Mercados Energéticos Consultores para Transportadora de Electricidad de Bolivia. Año 2009. (actualización de una versión previa realizada para el período de cuatro años anterior, 2005-2009).
11. Estudio de Límites de Comportamiento para Instalaciones de Transmisión de ISA Bolivia 2013 – 2017. Mercados Energéticos Consultores para ISA de Bolivia. Año 2013.

ANEXO I

EMPRESA	Circuito	Ruralidad	Externalidad	Indisponibilidad [ind./año]		Reparación [horas/ind.]		Resultados		
				Red	SED	Red	SED	SAIFI	SAIDI	ENS
15CH01	2	1	0,080	0,006	0.5	1.3	2,32	1,92	8,97	
TIBG11	3	3	0,120	0,006	0.5	1.3	5,32	4,40	10,39	
BELC27	1	1	0,080	0,006	0.5	1.3	0,73	0,66	2,16	
HER30L13	1	2	0,120	0,006	0.5	1.3	0,54	0,55	0,45	
VE23	1	1	0,080	0,006	0.5	1.3	0,61	0,56	2,29	
LE11D	1	1	0,080	0,006	0.5	1.3	1,19	1,08	1,69	
LM12D	2	2	0,120	0,006	0.5	1.3	3,00	2,75	4,07	
14713	1	1	0,080	0,006	0.5	1.3	0,52	0,51	2,40	
15314	3	3	0,120	0,006	0.5	1.3	1,76	1,74	0,05	
10806902	2	2	0,120	0,006	0.5	1.3	7,23	7,24	3,22	
10837601	2	2	0,120	0,006	0.5	1.3	4,14	4,15	2,45	
RITP	2	2	0,120	0,006	0.5	1.3	1,25	1,25	0,17	
A0110	3	1	0,080	0,006	0.5	1.3	0,80	0,80	0,43	
AC0104	2	2	0,120	0,006	0.5	1.3	1,61	1,62	2,18	
302	2	2	0,120	0,006	0.5	1.3	3,33	2,26	13,32	
10000142	1	2	0,120	0,006	0.5	1.3	1,40	1,41	16,59	

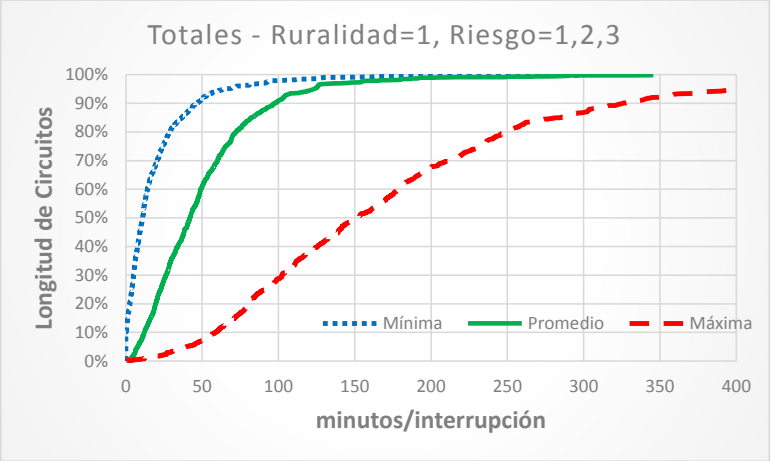
ANEXO II

En este anexo se presenta el análisis de las duraciones por interrupción reales de las empresas de Colombia. Para realizar este análisis se utilizó la información definida en el capítulo 2.1.4. Al igual que para el análisis de las frecuencias reales la información de duración fue sometida a la misma depuración y procesamiento.

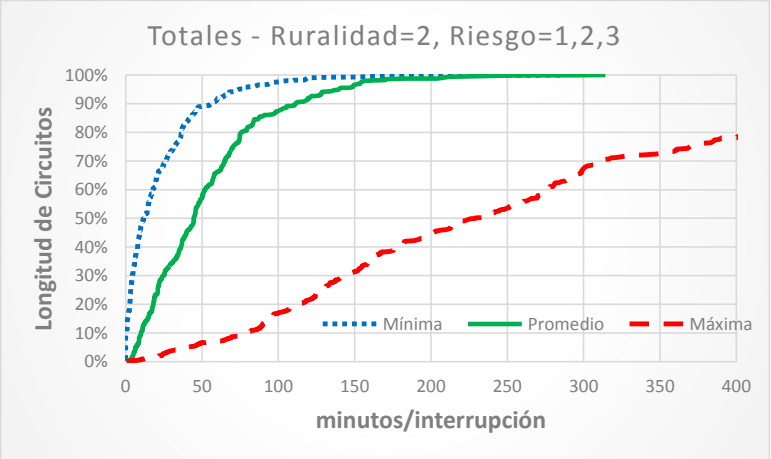
En este caso el análisis está centrado en determinar tiempos de duración de interrupción diferenciales y para esto se analizaron los mismos escenarios que para el análisis de la frecuencia, resultando el más adecuado aquel que analiza las diferencias considerando como elemento diferenciados la ruralidad.

A continuación se presentan los resultados obtenidos:

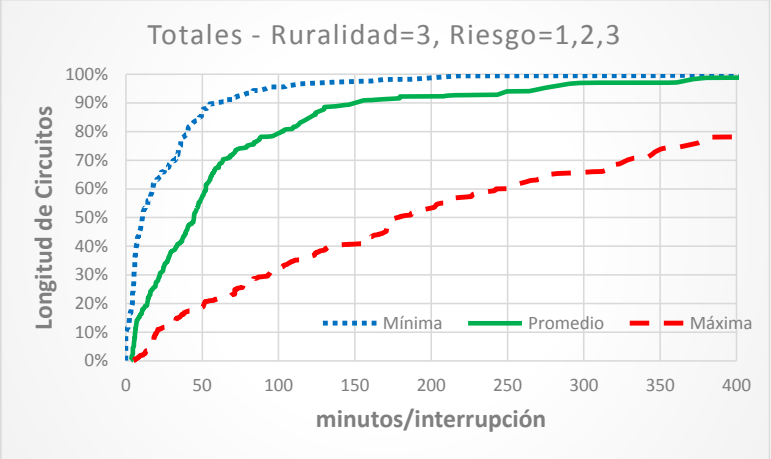
Totales - Ruralidad=1, Riesgo=1,2 y 3 [minutos/interrupción]			
Percentil	**Promedio**	**Máxima**	**Mínima**
10%	12,05	52,67	0,68
20%	19,57	71,49	3,90
30%	26,30	87,94	6,94
40%	34,06	109,46	11,45
50%	41,91	127,79	16,25
60%	48,97	145,83	21,00
70%	60,16	175,79	27,34
80%	71,69	213,09	36,66
90%	98,11	265,53	53,39



Totales - Ruralidad=2, Riesgo=1,2 y 3 [minutos/interrupción]			
Percentil	**Promedio**	**Máxima**	**Mínima**
10%	12,05	52,67	0,68
20%	19,57	71,49	3,90
30%	26,30	87,94	6,94
40%	34,06	109,46	11,45
50%	41,91	127,79	16,25
60%	48,97	145,83	21,00
70%	60,16	175,79	27,34
80%	71,69	213,09	36,66
90%	98,11	265,53	53,39



Totales - Ruralidad=1, Riesgo=1,2 y 3 [minutos/interrupción]			
Percentil	**Promedio**	**Máxima**	**Mínima**
10%	12,05	52,67	0,68
20%	19,57	71,49	3,90
30%	26,30	87,94	6,94
40%	34,06	109,46	11,45
50%	41,91	127,79	16,25
60%	48,97	145,83	21,00
70%	60,16	175,79	27,34
80%	71,69	213,09	36,66
90%	98,11	265,53	53,39



El tiempo de interrupción debido a la falla hasta que se restablece el servicio de una instalación está integrado por los siguientes tiempos:

1. Tiempo de localización de la falla y traslado: consiste en ubicar el lugar físico donde se produjo la falla lo que implica utilizar diferentes métodos de diagnóstico (ejemplo método de la onda reflejada en cables subterráneos), recorrida visual en el caso de falla de líneas aéreas con el apoyo de la información de los equipos de monitoreo y control, etc. Adicionalmente este tiempo involucra el traslado al lugar donde se produjo la falla del personal y equipos especiales si fuera el caso.
2. Tiempo de operación para realizar las maniobras de seccionamiento para aislar el equipo y trabajar en condiciones de seguridad operativa (Ejemplo: seccionamiento de la línea, instalación de las tierras portátiles, etc).
3. Tiempo de reparación de la línea: son tareas operativas de campo que involucra la reparación, en algunos casos implica desplazamientos adicionales al Centro Operativo para buscar herramientas adicionales o repuestos que no fueron previstos al inicio de la faena.
4. Tiempo de maniobras operativas para dejar la línea en condiciones de ser energizada. Por ejemplo cierre de seccionadores, retiro de tierras portátiles, comunicaciones con el centro de control, y otras tareas a los efectos de garantizar la seguridad operativa.
5. Tiempo de energización y pruebas de la instalación.

Dentro de los componentes de tiempo existen factores de gran relevancia que no están vinculados directamente a la eficiencia con que se realiza la tarea sino que dependen del tipo de falla, el tipo de tarea para su reparación y del contexto operacional (clima imperante, estado de los caminos, etc.).

Por lo dicho no es posible establecer tiempos eficientes a partir de la información real dada la multiplicidad de fallas y tareas asociadas y el impacto de los factores del contexto operacional es que se propone la consideración de valores promedio que sean representativos de todos los factores mencionados tal como se muestra a continuación:

- Ruralidad 1: 44,77 minutos/interrupción

- Ruralidad 2: 48,26 minutos/interrupción
- Ruralidad 3: 63,12 minutos/interrupción

Claramente se observan dos grupos, el primero conformado por las zonas de ruralidad 1 y 2 con un valor en torno a 46 minutos/interrupción y por otro lado la ruralidad 3 con un valor de 63 minutos/interrupción.

Los valores promedios presentados son representativos y consistentes con la experiencia operacional dado que para aquellas grupos con ruralidad mayor se tienen mayores tiempos de traslado lo que resulta lógico dado que están involucradas mayores distancias de traslado.

ANEXO III

En este anexo se describe la forma y los pasos en que deben utilizarse los modelos para la determinación de los límites para cada empresa:

1. Deben abrirse la totalidad de los archivos:
   a) LimitesGC1.xlsx
   b) LimitesGC1.xlsx
   c) LimitesGC1.xlsx
   d) LimitesGC1.xlsx
   e) LimitesGC1.xlsx
   f) LimitesGC1.xlsx
   g) LimitesGC1.xlsx
   h) LimitesGC1.xlsx
   i) ResumenLimites.xlsx
2. Para seleccionar el percentil del cálculo el mismo debe ajustarse solamente en el archivo LimitesGC1.xlsx, en la hoja de cálculo denominada “Parámetros” en las celdas B1 y B2. El resto de los archivos toman información de estas referencias.
3. Una vez definido el percentil se debe trabajar con el archivo ResumenLimites.xlsx
4. En este archivo en las hojas de cálculo SAIFI y SAIDI se pueden obtener los resultados de indicadores de frecuencia y duración respectivamente para cada empresas. Para esto se debe seleccionar la empresa desde la lista desplegable disponible en la hoja de cálculo SAIFI, celda B1.
5. Finalmente, es posible ajustar el valor final que las empresas alcanzar. Por ejemplo si se desea elevar un 30% los valores en el año 5, se debe cargar dicho porcentaje en la celda B3.

ANEXO IV - ANÁLISIS DE CLÚSTER

1. ESTRATIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE REPORTES DE EVENTOS

En este Anexo se presenta la metodología utilizada para clasificar la información provista por la CREG - Colombia, correspondiente a reportes de eventos relacionados a equipos de STN y STR. La metodología se utilizó para el análisis de los registros de reportes de líneas de 220 kV del STN y líneas 115 kV del STR.

1.1. DATOS DE LOS REPORTES

Para la realización del estudio se contó con información relacionada al régimen de calidad aplicado a los servicios de Transmisión Nacional y Regional. En este sentido, para el análisis de líneas evaluadas se recibió datos en archivos (EXCEL) de los cuales se extrajo valores según el siguiente detalle:

- Del archivo "*IndisponibilidadSTN-STR 17_09_2014.xlsx*" se obtuvieron los registros de los reportes desde el 1 de abril de 2013 hasta el 15 de julio de 2014 para el STN y STR.
    - El archivo tiene la Indisponibilidad para el STR y STN, con origen en el archivo *"BASEDATOS_HEROPE_01Abril2013aJulio152014.xlsx"* del aplicativo HEROPE.
- Del archivo "*Indisponibilidades2007-20013(Marzo) 22_09_2014.xls*" se obtuvieron los registros de los reportes desde el 1 de enero de 2007 hasta el 31 de marzo de 2013 para el STN.
    - El archivo tiene la Indisponibilidad para el STN, con origen en los siguientes archivos del aplicativo RVEM:
        - ✓ *"1-Archivos RVEM año 2007 - 2007.xlsx"*
        - ✓ *"2-Archivos RVEM año 2008 - 2008.xlsx"*
        - ✓ *"3-Archivos RVEM año 2009 - 2009.xlsx"*
        - ✓ *"4-Archivos RVEM año 2010 - 2010.xlsx"*
        - ✓ *"5-Archivos RVEM año 2011 - 2011.xlsx"*
        - ✓ *"6-Archivos RVEM año 2012 - 2012.xlsx"*
        - ✓ *"7-Archivos RVEM año 2013 - 2013.xlsx"*

En general, la información de registros de indisponibilidades está caracterizada "tiempo ocurrencia", "tiempo instrucción", "tiempo reporte", "movimiento", "disponibilidad", etc.

Con los tiempos y cantidad eventos se procedió conformar los valores de tasas de falla y tiempo medio de reparación, para caracterizar a través de estos indicadores los niveles de indisponibilidad del equipamiento comprometido a la operación de la red.

1.2. ANÁLISIS DE CLÚSTER

La estratificación de elementos se ha realizado utilizando la técnica de análisis de clúster, que consiste en la clasificación de todos los elementos de una muestra o población en diferentes grupos (G grupos) de elementos homogéneos entre sí, en función de las similitudes entre ellos. Esta clasificación es exhaustiva y mutuamente excluyente. Esto significa que todos los elementos se asignan a algún grupo y cada elemento pertenece a un solo grupo.

Existen dos tipos de análisis de clúster, ya sea que la clasificación de elementos esté basada en procedimientos jerárquicos o no. En este caso, la clasificación se ha realizado utilizando métodos no jerárquicos, habitualmente denominados métodos de partición. La implementación de estos métodos se basa en procedimientos iterativos que se pueden describir a través de las siguientes etapas:

1- Se dispone de un conjunto inicial (población o muestra) de *n* elementos sobre los que se conocen *p* características o variables. Se desea clasificar estos elementos en G grupos homogéneos.

2- Se seleccionan G elementos de la población como centros iniciales.

3- Se calculan las distancias de cada elemento de la población (muestra) a los centros de cada uno de los G grupos y se asigna cada elemento al grupo cuyo centro esté más próximo. Esta asignación se realiza de manera secuencial y al introducir un nuevo elemento en un grupo se recalculan las coordenadas del nuevo centro. Si las coordenadas de los centros de cada grupo se definen calculando el promedio de las variables consideradas para el análisis, haremos referencia al algoritmo de *G-medias*. Si en cambio se calcula la mediana, hablaremos del algoritmo de *G-medianas.*

4- Considerando un criterio de optimalidad se comprueba si reasignando alguno de los elementos a otro grupo mejora la clasificación. Cuando ya no sea posible lograr una mejora, se detiene el proceso.

Para implementar esta metodología de clasificación se debe especificar la cantidad de grupos que se desean formar. Particularmente, para los datos de reportes de líneas se consideró razonable agrupar la información en 3 grupos.

Por otra parte, el resultado de estos métodos de partición no es único, en general depende de la elección inicial de los centros, de la forma en que se calcula el centro de cada grupo, de la fórmula utilizada para el cálculo de distancias y de las transformaciones que se aplican a las variables consideradas para el análisis. Por este motivo es habitual realizar diferentes pruebas cambiando estas opciones a los efectos de obtener una clasificación robusta o estable.

1.3. CLASIFICACIÓN

Se utilizaron dos estrategias diferentes para clasificar la información disponible, probando en todas ellas las diferentes variantes mencionadas arriba.

Clasificación en una etapa: consiste en aplicar directamente los algoritmos de *clustering* sobre todos los elementos de la base de datos, para obtener G grupos homogéneos de elementos. Este procedimiento se realiza varias veces, probando las diferentes variantes mencionadas anteriormente (centros iniciales, transformación de las variables, etc.).

Clasificación en dos etapas: en primer término se identificaron 3 grupos de elementos, dependiendo de las tasas de falla y los tiempos medios de reparación. Luego se aplican los algoritmos de *clustering* sobre los datos de cada uno de estos 3 grupos de elementos probando en cada caso todas las variantes antes mencionadas (centros iniciales, transformación de las variables, etc.).

1.4. RESULTADOS DE LA CALIFICACIÓN

Como resultado de las múltiples pruebas realizadas se seleccionaron 3 agrupaciones posibles, caracterizadas por el tiempo medio de reparación y tasa de falla. Como ya se mencionara, los métodos de partición clasifican los individuos de una muestra o población asignándolos a aquel grupo cuyo centro esté más cercano. Para este trabajo se han considerado dos definiciones de centro, ya sea que se utilicen las medias o medianas de las

variables utilizadas para la clasificación para cada grupo definido. En la literatura, estas estrategias se denominan como procedimiento de las G-medias o de las G-medianas, siendo G la cantidad de grupos deseada.

Se realizan pruebas utilizando cinco opciones diferentes para determinar los centros iniciales del procedimiento:

- Seleccionar G observaciones al azar como centros iniciales.
- Seleccionar las primeras G observaciones como centros iniciales.
- Seleccionar las últimas G observaciones como centros iniciales.
- Formar G particiones iniciales de datos de manera secuencial con las observaciones 1, 1+G, 1+2G,... para el primer grupo, tomando las observaciones 2, 2+G, 2+2G, … para el segundo grupo y así sucesivamente. Se calculan las medias de los grupos así formados como centros iniciales.
- Formar G particiones iniciales o segmentos de datos de aproximadamente el mismo tamaño donde las primeras N/G observaciones se asignan al primer grupo, las segundas N/G observaciones al segundo grupo y así sucesivamente. Se calculan las medias de los grupos así formados como centros iniciales.

Esto permite analizar cuan estables son los grupos obtenidos para las diferentes opciones, lo cual permite determinar si efectivamente existen agrupaciones “naturales” de los elementos analizados.

Uno de los puntos importantes a tener en cuenta en la agrupación de elementos utilizando esta técnica es la elección de la cantidad de grupos. En nuestro caso el criterio elegido fue de 3 grupos. Las variables utilizadas para la estratificación de los datos de reportes son: tasa de falla y tiempos medio de reparación.

ANEXO V - PROPUESTA PARA EL REGISTRO DE REPORTES

1. PLANTILLA MÍNIMA DE REPORTES DE EVENTOS

Título del Campo	Ejemplo de contenido del Campo
N° Evento	000000001
Área(s) de Control	XXXXXXXXXX
Tramo línea o Transformador de la RTR	Cerromatoso – Porce III #1
Nivel de Voltaje [kV]	500
Fecha y hora de inicio	jueves, 01 de enero de 2015 04:32:03
Fecha y hora de finalización	jueves, 01 de enero de 2015 08:44:51
Tiempo Indisponibilidad [h]	2.23
Causa	Descarga atmosférica
Área de control solicitante	XXXXXXX
Esquema de Protección	Distancia
Comentarios	Apertura por disparo del relé de distancia….
CLASIFICACIÓN	Forzada
Formación islas	NO
Energía No Suministrada	0 MWh

ANEXO VI - INDICES DE CALIDAD TEORICOS DE SDL

1. REPORTES COMPLETOS

Empresa: CEDENAR. Circuito: 15CH01

```
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
|            |                                        |  DIgSILENT  | Project:                |
|            |                                        | PowerFactory |-------------------------
|            |                                        |   14.1.3    | Date:  12/17/2014       |
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
| Reliability Assessment                                                                                                  |
|  Method                          Connectivity analysis                                                                  |
|  Network                         Distribution (Sectionalizing, Switching actions)                                       |
|  Calculation time period         2014                                                                                   |
|  Consider Maintenance            No                                                                                     |
|  Fault Clearance Breakers        Use all circuit breakers                                                               |
|  Switching procedures            Concurrently                                                                           |
|  Consider Sectionalizing (Stages 1-3)  Yes                                                                              |
|  Time to open remote controlled switches  1.00 min.                                                                     |
|                                                                                                                         |
| Automatic Contingency Definition                                                                                        |
|  Selection                       Whole System                                                                           |
|  Busbars / terminals             Yes          Common mode                    No                                         |
|  Lines / cables                  Yes          Independent second failures    No                                         |
|  Transformers                    Yes          Double earth faults            Yes                                        |
|                                               Protection/switching failures  No                                         |
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
| Study Case: Study Case                                                                    | Annex:        / 1 |
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
| System Summary                                                                                                          |
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
| System Average Interruption Frequency Index      : SAIFI =   1.687444 1/Ca                                              |
| Customer Average Interruption Frequency Index    : CAIFI =   1.687444 1/Ca                                              |
| System Average Interruption Duration Index       : SAIDI =   3.046   h/Ca                                               |
| Customer Average Interruption Duration Index     : CAIDI =   1.805   h                                                  |
| Average Service Availability Index               : ASAI  =   0.9996523165                                               |
| Average Service Unavailability Index             : ASUI  =   0.0003476835                                               |
| Energy Not Supplied                              : ENS   =   18.739   MWh/a                                             |
| Average Energy Not Supplied                      : AENS  =   0.006   MWh/Ca                                             |
| Average Customer Curtailment Index               : ACCI  =   0.007   MWh/Ca                                             |
| Expected Interruption Cost                       : EIC   =   0.000   M$/a                                               |
| Interrupted Energy Assessment Rate               : IEAR  =   0.000   $/kWh                                              |
| System energy shed                               : SES   =   0.000   MWh/a                                              |
| Average System Interruption Frequency Index      : ASIFI =   1.367850 1/a                                               |
| Average System Interruption Duration Index       : ASIDI =   2.480673 h/a                                               |
| Momentary Average Interruption Frequency Index   : MAIFI =   0.000000 1/Ca                                              |
```

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

- Automatic Power Restoration
- Connectivity analysis - 0

Selection = Whole System

No = Common mode	No = Independent second failures
Yes = Busbars / terminals	Yes = Double earth faults
Yes = Lines / cables	No = Consider Maintenance
Yes = Transformers	

Study Case: Study Case | **Annex: / 1**

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
L-41TA064816	11.28	6.20	1.82	0.08	0.00	3.10	5.64
L-41TA063057	5.54	3.06	1.81	0.05	0.00	3.06	5.54
L-41TA006200	77.63	42.78	1.81	0.05	0.00	3.06	5.54
L-41TA006400	5.52	3.04	1.81	0.07	0.00	3.04	5.52
L-41TA061230	71.68	39.50	1.81	0.07	0.00	3.04	5.51
L-41TA063066	93.32	51.41	1.82	0.12	0.00	3.02	5.49
L-41TA063893	93.32	51.41	1.82	0.05	0.00	3.02	5.49
L-41TA005200	197.61	108.86	1.82	0.12	0.00	3.02	5.49
L-41TA063063	197.61	108.86	1.82	0.25	0.00	3.02	5.49
L-41TA064815	49.40	27.22	1.82	0.22	0.00	3.02	5.49
L-41TA005400	142.72	78.62	1.82	0.15	0.00	3.02	5.49
L-41TA008600	142.72	78.62	1.82	0.18	0.00	3.02	5.49
L-41TA005500	126.25	69.55	1.82	0.18	0.00	3.02	5.49
L-41TA006300	126.25	69.55	1.82	0.07	0.00	3.02	5.49
L-41TA061214	230.55	127.01	1.82	0.12	0.00	3.02	5.49
L-41TA061216	115.27	63.50	1.82	0.07	0.00	3.02	5.49
ZZ_L-41T0067	5.49	3.02	1.82	0.18	0.00	3.02	5.49
L-41TA004900	21.96	12.10	1.82	0.22	0.00	3.02	5.49
L-41TA005700	21.96	12.10	1.82	0.07	0.00	3.02	5.49
L-41TA005800	10.98	6.05	1.82	0.07	0.00	3.02	5.49
L-41TA006000	5.49	3.02	1.82	0.12	0.00	3.02	5.49
L-41TA006100	21.96	12.10	1.82	0.15	0.00	3.02	5.49
L-41TA008700	21.96	12.10	1.82	0.12	0.00	3.02	5.49
L-41TA008800	10.98	6.05	1.82	0.07	0.00	3.02	5.49
L-41TA008900	5.49	3.02	1.82	0.15	0.00	3.02	5.49
L-41TA012000	5.49	3.02	1.82	0.18	0.00	3.02	5.49

L-41TA061215	5.49	3.02	1.82	0.05	0.00	3.02	5.49
L-41TA061222	5.49	3.02	1.82	0.15	0.00	3.02	5.49
L-41TA061225	10.98	6.05	1.82	0.07	0.00	3.02	5.49
L-41TA063051	87.83	48.38	1.82	0.12	0.00	3.02	5.49
L-41TA063065	10.98	6.05	1.82	0.07	0.00	3.02	5.49
L-41TA063802	43.91	24.19	1.82	0.07	0.00	3.02	5.49
L-41TA063891	43.91	24.19	1.82	0.12	0.00	3.02	5.49
L-41TA005900	104.30	57.45	1.82	0.05	0.00	3.02	5.49
L-41TA006500	137.23	75.60	1.82	0.05	0.00	3.02	5.49
L-41TA006600	16.47	9.07	1.82	0.07	0.00	3.02	5.49
L-41TA063056	181.15	99.79	1.82	0.07	0.00	3.02	5.49
L-41TA063068	131.74	72.57	1.82	0.18	0.00	3.02	5.49
L-41TA063810	137.23	75.60	1.82	0.12	0.00	3.02	5.49
L-41TA063894	279.95	154.22	1.82	0.25	0.00	3.02	5.49
L-41TA063897	65.87	36.29	1.82	0.07	0.00	3.02	5.49
L-41TA061601	120.76	66.53	1.82	0.15	0.00	3.02	5.49
L-15TA064751	250.44	140.34	1.78	0.15	0.00	1.87	3.34
L-15TA063871	33.39	18.71	1.78	0.07	0.00	1.87	3.34
L-15TA003300	3.34	1.87	1.78	0.09	0.00	1.87	3.34
L-15TA062604	170.30	95.43	1.78	0.07	0.00	1.87	3.34
L-15TA061227	73.46	41.17	1.78	0.04	0.00	1.87	3.34
ZZ_L-15TN000004	3.31	1.84	1.80	0.11	0.00	1.84	3.31
L-15TA063060	32.92	18.47	1.78	0.07	0.00	1.85	3.29
L-15TA061605	3.29	1.85	1.78	0.04	0.00	1.85	3.29
L-15TA063827	6.58	3.69	1.78	0.04	0.00	1.85	3.29
L-15TA064795	9.87	5.54	1.78	0.04	0.00	1.85	3.29
L-15TA064796	23.04	12.93	1.78	0.04	0.00	1.85	3.29
L-15TA061315	322.98	180.83	1.79	0.13	0.00	1.83	3.26
L-15TA062148	322.98	180.83	1.79	0.15	0.00	1.83	3.26
L-15TA003200	42.40	23.55	1.80	0.07	0.00	1.81	3.26
L-15TA003000	16.31	9.06	1.80	0.04	0.00	1.81	3.26
L-15TA003100	65.22	36.22	1.80	0.07	0.00	1.81	3.26
L-15TN000005	3.26	1.81	1.80	0.04	0.00	1.81	3.26
L-15TA063873	9.65	5.41	1.79	0.04	0.00	1.80	3.22
L-15TA063876	250.52	139.51	1.80	0.14	0.00	1.79	3.21
L-15TA063877	64.24	35.77	1.80	0.04	0.00	1.79	3.21
L-15TA063874	6.42	3.58	1.80	0.13	0.00	1.79	3.21
L-15TA063875	6.42	3.58	1.80	0.04	0.00	1.79	3.21
L-15TN000001	3.21	1.79	1.80	0.04	0.00	1.79	3.21
L-15TA063879	48.18	26.83	1.80	0.07	0.00	1.79	3.21
L-15TA064750	141.32	78.70	1.80	0.11	0.00	1.79	3.21
L-15TA064752	35.33	19.67	1.80	0.11	0.00	1.79	3.21
L-15TA061611	115.37	64.56	1.79	0.04	0.00	1.79	3.20
L-15TA061317	240.35	134.51	1.79	0.11	0.00	1.79	3.20
L-15TA064753	374.95	209.83	1.79	0.21	0.00	1.79	3.20
L-15TA061226	330.08	184.72	1.79	0.21	0.00	1.79	3.20
L-15T0034	3.20	1.79	1.79	0.09	0.00	1.79	3.20

L-15TA063828	3.20	1.79	1.79	0.04	0.00	1.79	3.20
L-PA064754	3.20	1.79	1.79	0.11	0.00	1.79	3.20
L-15TA061316	201.89	112.99	1.79	0.11	0.00	1.79	3.20
L-15TA064794	403.79	225.97	1.79	0.11	0.00	1.79	3.20
L-15TA061228	105.75	59.18	1.79	0.11	0.00	1.79	3.20
L-15TA064748	9.61	5.38	1.79	0.04	0.00	1.79	3.20
L-15TA063830	141.01	78.91	1.79	0.09	0.00	1.79	3.20
L-15TA061922	3.14	1.76	1.79	0.04	0.00	1.76	3.14
L-15TA061921	3.13	1.75	1.79	0.04	0.00	1.75	3.13
L-15TA061923	3.13	1.75	1.79	0.04	0.00	1.75	3.13
L-15TA061924	12.51	6.99	1.79	0.14	0.00	1.75	3.13
L-15TA061925	6.25	3.50	1.79	0.08	0.00	1.75	3.13
L-15TA063842	3.13	1.75	1.79	0.04	0.00	1.75	3.13
L-15TA064768	3.13	1.75	1.79	0.07	0.00	1.75	3.13
L-15TN000011	3.13	1.75	1.79	0.04	0.00	1.75	3.13
L-15TA061919	87.56	48.95	1.79	0.13	0.00	1.75	3.13
L-15TA064784	43.78	24.48	1.79	0.04	0.00	1.75	3.13
L-15TA061236	92.78	51.74	1.79	0.10	0.00	1.72	3.09
L-15TA064765	46.39	25.87	1.79	0.10	0.00	1.72	3.09
L-15TA061897	12.37	6.90	1.79	0.04	0.00	1.72	3.09
L-15TA064766	12.37	6.90	1.79	0.07	0.00	1.72	3.09
L-15TA061896	9.28	5.17	1.79	0.04	0.00	1.72	3.09
L-15TA061898	21.65	12.07	1.79	0.10	0.00	1.72	3.09
ZZ_L-15TN000003	2.99	1.67	1.79	0.03	0.00	1.67	2.99
L-15TA061917	11.95	6.67	1.79	0.04	0.00	1.67	2.99
L-15TA002500	137.47	76.66	1.79	0.20	0.00	1.67	2.99
L-15TA061918	38.64	21.58	1.79	0.10	0.00	1.66	2.97
ZZ_L-15TN000002	2.97	1.66	1.79	0.04	0.00	1.66	2.97
L-15TA061909	5.94	3.32	1.79	0.04	0.00	1.66	2.97
L-15TA064767	2.97	1.66	1.79	0.04	0.00	1.66	2.97
ZZ_L-15TN000007	2.96	1.65	1.79	0.10	0.00	1.65	2.96
L-15TA063848	2.96	1.65	1.79	0.07	0.00	1.65	2.96
L-15TA064799	2.96	1.65	1.79	0.07	0.00	1.65	2.96
L-15TN000008	2.96	1.65	1.79	0.04	0.00	1.65	2.96
L-15TA061894	5.91	3.30	1.79	0.07	0.00	1.65	2.96
L-15TA064755	56.15	31.30	1.79	0.01	0.00	1.65	2.96
L-15TA061235	11.74	6.55	1.79	0.08	0.00	1.64	2.94
L-15TA064749	2.94	1.64	1.79	0.07	0.00	1.64	2.94
L-15TA064791	2.92	1.63	1.79	0.07	0.00	1.63	2.92
L-15TA063838	72.82	40.61	1.79	0.06	0.00	1.62	2.91
L-15TA061239	159.01	88.63	1.79	0.06	0.00	1.61	2.89
L-15TA061231	2.89	1.61	1.79	0.06	0.00	1.61	2.89
L-15TA061232	5.78	3.22	1.79	0.08	0.00	1.61	2.89
L-15TA061238	2.89	1.61	1.79	0.06	0.00	1.61	2.89
L-15TA061241	5.78	3.22	1.79	0.06	0.00	1.61	2.89
L-15TA061246	5.78	3.22	1.79	0.06	0.00	1.61	2.89
L-15TA061294	11.56	6.45	1.79	0.04	0.00	1.61	2.89

L-15TA061881	5.78	3.22	1.79	0.04	0.00	1.61	2.89
L-15TA061887	11.56	6.45	1.79	0.04	0.00	1.61	2.89
L-15TA061891	2.89	1.61	1.79	0.08	0.00	1.61	2.89
L-15TA061915	2.89	1.61	1.79	0.06	0.00	1.61	2.89
L-15TA064747	11.56	6.45	1.79	0.04	0.00	1.61	2.89
L-15TA064769	2.89	1.61	1.79	0.13	0.00	1.61	2.89
L-15TA064783	23.13	12.89	1.79	0.06	0.00	1.61	2.89
L-15TA064788	5.78	3.22	1.79	0.04	0.00	1.61	2.89
L-15TA064790	11.56	6.45	1.79	0.06	0.00	1.61	2.89
L-15TN000006	2.89	1.61	1.79	0.04	0.00	1.61	2.89
L-15TA061688	8.67	4.83	1.79	0.06	0.00	1.61	2.89
L-15TA061892	69.39	38.68	1.79	0.06	0.00	1.61	2.89
L-15TA061893	127.21	70.90	1.79	0.10	0.00	1.61	2.89
L-15TA061937	11.80	6.59	1.79	0.03	0.00	1.32	2.36
L-15TA061272	2.36	1.32	1.79	0.02	0.00	1.32	2.36
L-15TA061926	2.36	1.32	1.79	0.03	0.00	1.32	2.36
L-15TA061929	2.36	1.32	1.79	0.03	0.00	1.32	2.36
L-15TA061935	2.36	1.32	1.79	0.03	0.00	1.32	2.36
L-15TA061936	9.44	5.28	1.79	0.03	0.00	1.32	2.36
L-15TA063831	2.36	1.32	1.79	0.03	0.00	1.32	2.36
L-15TA064789	7.08	3.96	1.79	0.03	0.00	1.32	2.36
L-15TA060351	11.44	6.39	1.79	0.03	0.00	1.28	2.29
L-15TA061299	11.44	6.39	1.79	0.05	0.00	1.28	2.29
L-15TA064785	11.44	6.39	1.79	0.10	0.00	1.28	2.29
L-15TA061952	27.45	15.34	1.79	0.09	0.00	1.28	2.29
L-15TA061953	2.29	1.28	1.79	0.03	0.00	1.28	2.29
L-15TA061958	4.57	2.56	1.79	0.03	0.00	1.28	2.29
L-15TA061960	4.57	2.56	1.79	0.05	0.00	1.28	2.29
L-15TA061969	13.72	7.67	1.79	0.03	0.00	1.28	2.29
L-15TA063452	4.57	2.56	1.79	0.03	0.00	1.28	2.29
L-15TA063453	2.29	1.28	1.79	0.03	0.00	1.28	2.29
L-15TA063454	27.45	15.34	1.79	0.08	0.00	1.28	2.29
L-15TA063911	13.72	7.67	1.79	0.03	0.00	1.28	2.29
L-15TA064786	2.29	1.28	1.79	0.03	0.00	1.28	2.29
L-15TA063455	32.02	17.89	1.79	0.08	0.00	1.28	2.29
L-15TA062093	29.05	16.11	1.80	0.05	0.00	1.24	2.23

Study Case: Study Case	Annex: / 2

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
L-15TA062073	26.81	14.87	1.80	0.07	0.00	1.24	2.23
L-15TA064787	4.47	2.48	1.80	0.03	0.00	1.24	2.23
L-15TA062997	15.64	8.67	1.80	0.03	0.00	1.24	2.23
L-15TA063770	30.86	17.16	1.80	0.03	0.00	1.23	2.20
L-15TA061942	10.93	6.07	1.80	0.03	0.00	1.21	2.19
L-15TA061277	13.12	7.29	1.80	0.05	0.00	1.21	2.19
L-15TA061927	2.19	1.21	1.80	0.02	0.00	1.21	2.19
L-15TA061928	2.19	1.21	1.80	0.03	0.00	1.21	2.19
L-15TA061938	13.12	7.29	1.80	0.05	0.00	1.21	2.19
L-15TA064800	2.19	1.21	1.80	0.05	0.00	1.21	2.19
L-15TN000009	2.19	1.21	1.80	0.05	0.00	1.21	2.19
L-PA061928	2.19	1.21	1.80	0.09	0.00	1.21	2.19
L-15TA064804	10.64	5.89	1.81	0.05	0.00	1.18	2.13
L-15TA062072	19.15	10.60	1.81	0.03	0.00	1.18	2.13
L-15TA064803	38.30	21.19	1.81	0.03	0.00	1.18	2.13
L-15TA061248	65.97	36.50	1.81	0.07	0.00	1.18	2.13
L-15TA061297	4.26	2.35	1.81	0.03	0.00	1.18	2.13
L-15TA061418	2.13	1.18	1.81	0.05	0.00	1.18	2.13
L-15TA062058	8.51	4.71	1.81	0.03	0.00	1.18	2.13
L-15TA062059	4.26	2.35	1.81	0.03	0.00	1.18	2.13
L-15TA062071	6.38	3.53	1.81	0.05	0.00	1.18	2.13
L-PA064802	4.26	2.35	1.81	0.03	0.00	1.18	2.13
L-15TA062001	53.20	29.43	1.81	0.05	0.00	1.18	2.13
L-15TA062057	112.78	62.40	1.81	0.03	0.00	1.18	2.13
L-15TA062079	36.17	20.01	1.81	0.05	0.00	1.18	2.13
L-15TA062060	14.90	8.24	1.81	0.03	0.00	1.18	2.13
L-15TA061948	4.13	2.29	1.80	0.03	0.00	1.14	2.06
L-15TA063868	16.50	9.16	1.80	0.03	0.00	1.14	2.06
L-15TN000010	6.19	3.43	1.80	0.05	0.00	1.14	2.06
L-15TA061946	45.38	25.18	1.80	0.07	0.00	1.14	2.06
L-15TA061949	35.49	19.63	1.81	0.08	0.00	1.09	1.97
L-15TA061943	11.83	6.54	1.81	0.03	0.00	1.09	1.97
L-15TA061944	15.77	8.73	1.81	0.04	0.00	1.09	1.97
L-15TA061945	3.94	2.18	1.81	0.01	0.00	1.09	1.97
L-15TA061951	3.94	2.18	1.81	0.03	0.00	1.09	1.97
L-15TA064838	1.97	1.09	1.81	0.20	0.00	1.09	1.97
L-15TA064839	1.97	1.09	1.81	0.03	0.00	1.09	1.97
L-15TA064842	1.97	1.09	1.81	0.04	0.00	1.09	1.97
L-PA061955	3.94	2.18	1.81	0.03	0.00	1.09	1.97
L-15TA061947	29.57	16.36	1.81	0.02	0.00	1.09	1.97
ZZ_L-15TA063468	1.88	1.02	1.84	0.13	0.00	1.02	1.88

L-15TA064830	1.88	1.02	1.84	0.13	0.00	1.02	1.88
L-15TN100003	7.51	4.09	1.84	0.19	0.00	1.02	1.88
L-15TA061950	1.77	0.97	1.83	0.04	0.00	0.97	1.77
L-15TA061966	26.51	14.51	1.83	0.02	0.00	0.97	1.77
L-15TA063456	33.58	18.38	1.83	0.02	0.00	0.97	1.77
L-15TA064801	49.48	27.09	1.83	0.12	0.00	0.97	1.77
L-15TA062070	47.33	25.88	1.83	0.07	0.00	0.96	1.75
L-15TA064809	3.51	1.92	1.83	0.12	0.00	0.96	1.75
L-15TA064810	5.26	2.88	1.83	0.02	0.00	0.96	1.75
L-15TA064835	1.75	0.91	1.93	0.05	0.00	0.91	1.75
ZZ_L-15TA062069	1.73	0.94	1.83	0.07	0.00	0.94	1.73
ZZ_L-15TA061309	1.73	0.94	1.83	0.12	0.00	0.94	1.73
L-15TN100002	25.90	14.11	1.83	0.17	0.00	0.94	1.73
L-15TA063839	8.44	4.38	1.93	0.05	0.00	0.88	1.69
L-15TA064833	6.75	3.50	1.93	0.04	0.00	0.88	1.69
L-15TA064834	1.69	0.88	1.93	0.02	0.00	0.88	1.69
L-PA063461	3.38	1.75	1.93	0.02	0.00	0.88	1.69
L-15TA062065	9.81	5.36	1.83	0.02	0.00	0.89	1.64
L-15TA064836	3.27	1.79	1.83	0.04	0.00	0.89	1.64
L-15TA064793	24.53	13.40	1.83	0.04	0.00	0.89	1.64
L-15TA063914	42.30	23.12	1.83	0.05	0.00	0.89	1.63
L-15TA064792	21.15	11.56	1.83	0.04	0.00	0.89	1.63
L-15TA064811	1.63	0.89	1.83	0.04	0.00	0.89	1.63
L-15TA061997	1.63	0.89	1.83	0.02	0.00	0.89	1.63
L-15TN100001	1.63	0.89	1.83	0.02	0.00	0.89	1.63
L-15TN100009	4.88	2.67	1.83	0.02	0.00	0.89	1.63
ZZ_L-15TA062008	1.62	0.88	1.84	0.04	0.00	0.88	1.62
ZZ_L-15TA061307	1.57	0.85	1.84	0.11	0.00	0.85	1.57
L-15TA061304	4.71	2.56	1.84	0.03	0.00	0.85	1.57
L-15TA061306	1.57	0.85	1.84	0.02	0.00	0.85	1.57
L-15TA062068	3.14	1.71	1.84	0.03	0.00	0.85	1.57
L-15TA064797	1.57	0.85	1.84	0.03	0.00	0.85	1.57
L-15TA064826	4.71	2.56	1.84	0.03	0.00	0.85	1.57
L-15TA064827	1.57	0.85	1.84	0.03	0.00	0.85	1.57
L-15TA062067	10.99	5.98	1.84	0.02	0.00	0.85	1.57
L-15TA063835	10.99	5.98	1.84	0.02	0.00	0.85	1.57
L-15TA064840	3.07	1.65	1.86	0.03	0.00	0.82	1.54
L-15TA064841	10.75	5.77	1.86	0.06	0.00	0.82	1.54
L-15TA062099	39.52	21.40	1.85	0.05	0.00	0.82	1.52
L-15TA062091	7.60	4.12	1.85	0.03	0.00	0.82	1.52
L-15TA062092	24.32	13.17	1.85	0.03	0.00	0.82	1.52
L-15TA064824	4.56	2.47	1.85	0.03	0.00	0.82	1.52
L-15TA062090	16.72	9.05	1.85	0.03	0.00	0.82	1.52
L-15TA064812	21.74	11.75	1.85	0.10	0.00	0.78	1.45
L-15TA064821	21.74	11.75	1.85	0.10	0.00	0.78	1.45
L-15TA064823	21.74	11.75	1.85	0.10	0.00	0.78	1.45
L-15TA062088	40.17	21.61	1.86	0.05	0.00	0.75	1.39

L-15TA063467	4.16	2.24	1.86	0.02	0.00	0.75	1.39
L-15TA064813	13.85	7.45	1.86	0.02	0.00	0.75	1.39
L-15TA064837	11.08	5.96	1.86	0.03	0.00	0.75	1.39
L-15TA062077	9.51	5.00	1.90	0.03	0.00	0.71	1.36
L-15TA062066	13.21	7.11	1.86	0.04	0.00	0.71	1.32
L-15TA062076	1.32	0.71	1.86	0.05	0.00	0.71	1.32
L-15TA063458	50.18	27.00	1.86	0.04	0.00	0.71	1.32
L-15TA064829	22.94	12.30	1.86	0.03	0.00	0.68	1.27
L-15TA062087	1.27	0.68	1.86	0.17	0.00	0.68	1.27
L-15TA062085	31.28	16.74	1.87	0.04	0.00	0.67	1.25
L-15TA062082	1.25	0.67	1.87	0.02	0.00	0.67	1.25
L-15TA062083	10.01	5.36	1.87	0.02	0.00	0.67	1.25
L-15TA062086	6.26	3.35	1.87	0.04	0.00	0.67	1.25
L-15TA064828	1.25	0.67	1.87	0.08	0.00	0.67	1.25
L-15TN100004	2.50	1.34	1.87	0.04	0.00	0.67	1.25
L-41TN000291	5.00	2.68	1.87	0.04	0.00	0.67	1.25
L-15TA062084	13.76	7.37	1.87	0.02	0.00	0.67	1.25
L-15TA064805	8.02	4.24	1.89	0.02	0.00	0.61	1.15
L-15TA064807	26.34	13.95	1.89	0.08	0.00	0.61	1.15
L-15TA064808	25.20	13.34	1.89	0.08	0.00	0.61	1.15
L-15TA063459	41.43	21.80	1.90	0.08	0.00	0.59	1.12
L-15TA064806	4.44	2.34	1.90	0.04	0.00	0.59	1.11
L-15TN100005	1.10	0.58	1.90	0.07	0.00	0.58	1.10
L-15TN100006	2.19	1.15	1.90	0.02	0.00	0.58	1.09
L-15TA062080	5.39	2.83	1.90	0.01	0.00	0.57	1.08
L-15TA064798	5.39	2.83	1.90	0.01	0.00	0.57	1.08
L-15TA064825	5.93	3.11	1.90	0.02	0.00	0.52	0.99
L-15TA063463	3.91	2.07	1.89	0.03	0.00	0.52	0.98
L-15TN100007	0.98	0.52	1.89	0.07	0.00	0.52	0.98
L-15TA000200	0.97	0.51	1.90	0.03	0.00	0.51	0.97
ZZ_L-15TA064832	0.94	0.50	1.90	0.04	0.00	0.50	0.94
L-15TN100008	0.92	0.49	1.90	0.06	0.00	0.49	0.92
L-15TA064843	1.83	0.96	1.90	0.04	0.00	0.48	0.91
L-15TA063466	1.82	0.96	1.90	0.04	0.00	0.48	0.91
L-15TA062081	33.34	17.53	1.90	0.06	0.00	0.47	0.90
L-15TA063460	3.60	1.89	1.90	0.01	0.00	0.47	0.90
L-15TA063464	2.70	1.42	1.90	0.01	0.00	0.47	0.90
L-15TA063465	12.62	6.63	1.90	0.02	0.00	0.47	0.90
L-15TA064831	0.90	0.47	1.90	0.04	0.00	0.47	0.90
L-15TA063462	16.22	8.53	1.90	0.01	0.00	0.47	0.90
L-PA064818	0.23	0.12	1.83	0.01	0.00	0.12	0.23
ZZ_L-15TA064822	0.23	0.12	1.83	0.01	0.00	0.12	0.23
L-15TA064817	0.23	0.12	1.83	0.01	0.00	0.12	0.23
L-15TA064819	1.13	0.62	1.83	0.01	0.00	0.12	0.23
L-15TA064820	1.13	0.62	1.83	0.01	0.00	0.12	0.23

Empresa: CENS. Circuito: BELC27

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

Method	Connectivity analysis		
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)		
Calculation time period	1969		
Consider Maintenance	No		
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers		
Switching procedures	Concurrently		
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes		
Time to open remote controlled switches	1.00 min.		

Automatic Contingency Definition

Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes
		Protection/switching failures	No

Study Case: Study Case	Annex: / 1

System Summary

System Average Interruption Frequency Index	SAIFI =	0.873622	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI =	0.873622	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	SAIDI =	1.316	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI =	1.506	h
Average Service Availability Index	ASAI =	0.9998497759	
Average Service Unavailability Index	ASUI =	0.0001502241	
Energy Not Supplied	ENS =	6.653	MWh/a
Average Energy Not Supplied	AENS =	0.001	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	ACCI =	0.002	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	EIC =	0.000	M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	IEAR =	0.000	$/kWh
System energy shed	SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	ASIFI =	0.832463	1/a
Average System Interruption Duration Index	ASIDI =	1.234109	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	MAIFI =	0.000000	1/Ca

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

- - Automatic Power Restoration
- Connectivity analysis - 0

Selection = Whole System

No = Common mode | No = Independent second failures
Yes = Busbars / terminals | Yes = Double earth faults
Yes = Lines / cables | No = Consider Maintenance
Yes = Transformers

Study Case: Study Case | Annex: / 1

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
L-1T01673	234.94	152.15	1.54	0.23	0.00	1.12	1.73
L-1T01661	279.86	181.24	1.54	0.25	0.00	1.12	1.73
L-1T01667	184.84	119.71	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T09562	184.84	119.71	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T01663	319.59	206.98	1.54	0.23	0.00	1.12	1.73
L-1T01675	319.59	206.98	1.54	0.35	0.00	1.12	1.73
L-1T01641	127.84	82.79	1.54	0.07	0.00	1.12	1.73
L-1T01666	323.04	209.21	1.54	0.23	0.00	1.12	1.73
L-1T09892	155.48	100.69	1.54	0.07	0.00	1.12	1.73
L-1T06946	114.02	73.84	1.54	0.07	0.00	1.12	1.73
L-1T09953	143.38	92.86	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T01644	171.02	110.76	1.54	0.07	0.00	1.12	1.73
L-1T01668	195.21	126.42	1.54	0.17	0.00	1.12	1.73
L-1T06947	124.38	80.55	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T09956	62.19	40.28	1.54	0.07	0.00	1.12	1.73
L-1T01643	150.29	97.33	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T07429	110.56	71.60	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T01676	433.60	280.82	1.54	0.35	0.00	1.12	1.73
L-1T09534	196.94	127.54	1.54	0.17	0.00	1.12	1.73
L-1T01677	138.20	89.50	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T07003	138.20	89.50	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T01664	238.40	154.39	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T06965	193.48	125.30	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T07004	93.29	60.41	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T01665	146.84	95.10	1.54	0.17	0.00	1.12	1.73
L-1T06948	164.11	106.28	1.54	0.07	0.00	1.12	1.73

L-1T09955	164.11	106.28	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T01642	148.57	96.22	1.54	0.17	0.00	1.12	1.73
L-1T01645	74.28	48.11	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T01658	324.77	210.33	1.54	0.23	0.00	1.12	1.73
L-1T01662	215.94	139.85	1.54	0.17	0.00	1.12	1.73
L-1T07447	215.94	139.85	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T07226	160.66	104.05	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T01672	76.01	49.23	1.54	0.06	0.00	1.12	1.73
L-1T01660	120.93	78.31	1.54	0.12	0.00	1.12	1.73
L-1T01659	51.83	33.56	1.54	0.07	0.00	1.12	1.73
L-1T01647	64.77	40.92	1.58	0.03	0.00	0.48	0.76
L-1T09925	62.49	39.48	1.58	0.03	0.00	0.48	0.76
L-1T01646	64.01	40.44	1.58	0.03	0.00	0.48	0.76
L-1T01648	107.44	67.88	1.58	0.05	0.00	0.48	0.76
L-1T01649	89.16	56.33	1.58	0.05	0.00	0.48	0.76
L-1T01654	109.73	69.32	1.58	0.05	0.00	0.48	0.76
L-1T09924	60.20	38.03	1.58	0.03	0.00	0.48	0.76
L-1T01640	82.28	57.29	1.44	0.03	0.00	0.48	0.69
L-1T01650	97.24	77.51	1.25	0.12	0.00	0.48	0.60
L-1T01653	87.58	69.81	1.25	0.12	0.00	0.48	0.60
L-1T01682	54.36	43.33	1.25	0.04	0.00	0.48	0.60
L-1T07035	65.83	52.48	1.25	0.06	0.00	0.48	0.60
L-1T01655	30.20	24.07	1.25	0.02	0.00	0.48	0.60
L-1T07036	19.93	15.89	1.25	0.06	0.00	0.48	0.60
L-1T01681	32.01	25.52	1.25	0.04	0.00	0.48	0.60
L-1T10403	36.84	29.37	1.25	0.06	0.00	0.48	0.60
L-1T01657	62.21	49.59	1.25	0.08	0.00	0.48	0.60
L-1T01679	88.78	70.77	1.25	0.08	0.00	0.48	0.60
L-1T09896	32.61	26.00	1.25	0.04	0.00	0.48	0.60
L-1T01680	42.88	34.18	1.25	0.08	0.00	0.48	0.60
L-1T10016	27.78	22.15	1.25	0.06	0.00	0.48	0.60
L-1T10357	27.78	22.15	1.25	0.06	0.00	0.48	0.60
L-1T01683	30.80	24.55	1.25	0.06	0.00	0.48	0.60
L-1T09720	25.97	20.70	1.25	0.08	0.00	0.48	0.60
L-1T10476	33.22	26.48	1.25	0.06	0.00	0.48	0.60
L-1T07606	69.46	55.36	1.25	0.04	0.00	0.48	0.60
L-1T07607	40.47	32.26	1.25	0.04	0.00	0.48	0.60

Empresa: CENS. Circuito: TIBG11

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment	
Method	Connectivity analysis
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)
Calculation time period	1969
Consider Maintenance	No
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers
Switching procedures	Concurrently
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes
Time to open remote controlled switches	1.00 min.

Automatic Contingency Definition					
Selection	Whole System				
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No		
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No		
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes		
		Protection/switching failures	No		

Study Case: Study Case	Annex: / 1

System Summary	
System Average Interruption Frequency Index	SAIFI = 2.287599 1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI = 2.287599 1/Ca
System Average Interruption Duration Index	SAIDI = 2.203 h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI = 0.963 h
Average Service Availability Index	ASAI = 0.9997484896
Average Service Unavailability Index	ASUI = 0.0002515104
Energy Not Supplied	ENS = 3.924 MWh/a
Average Energy Not Supplied	AENS = 0.037 MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	ACCI = 0.033 MWh/Ca
Expected Interruption Cost	EIC = 0.000 M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	IEAR = 0.000 $/kWh
System energy shed	SES = 0.000 MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	ASIFI = 0.878891 1/a
Average System Interruption Duration Index	ASIDI = 1.013322 h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	MAIFI = 0.000000 1/Ca

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

- Automatic Power Restoration
- Connectivity analysis - 0

Selection = Whole System

No = Common mode | No = Independent second failures
Yes = Busbars / terminals | Yes = Double earth faults
Yes = Lines / cables | No = Consider Maintenance
Yes = Transformers

Study Case: Study Case | Annex: / 1

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
L-4T00314	5.06	4.86	1.04	0.06	0.00	2.43	2.53
L-4T00586	10.13	9.72	1.04	0.06	0.00	2.43	2.53
L-4T00682	10.13	9.72	1.04	0.11	0.00	2.43	2.53
L-4T00310	86.09	82.60	1.04	0.06	0.00	2.43	2.53
ZZ_L-4T00317	2.15	2.43	0.88	0.05	0.00	2.43	2.15
L-4T00308	17.20	19.44	0.88	0.05	0.00	2.43	2.15
L-4T00585	8.60	9.72	0.88	0.05	0.00	2.43	2.15
L-4T00313	21.49	24.29	0.88	0.05	0.00	2.43	2.15
L-4T00307	12.90	14.58	0.88	0.05	0.00	2.43	2.15
L-4T00311	6.45	7.29	0.88	0.05	0.00	2.43	2.15
L-4T00312	45.14	51.02	0.88	0.07	0.00	2.43	2.15
L-4T00347	0.91	0.76	1.20	0.82	0.00	0.76	0.91
L-4T00348	0.91	0.76	1.20	1.22	0.00	0.76	0.91
L-4T00349	0.91	0.76	1.20	0.41	0.00	0.76	0.91
L-4T00441	4.57	3.79	1.20	0.02	0.00	0.76	0.91
L-4T00529	0.91	0.76	1.20	0.82	0.00	0.76	0.91

Empresa: CHEC. Circuito: HER30L13

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

Method	Connectivity analysis
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)
Calculation time period	1969
Consider Maintenance	No
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers
Switching procedures	Concurrently
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes
Time to open remote controlled switches	1.00 min.

Automatic Contingency Definition

Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes
		Protection/switching failures	No

Study Case: Study Case | Annex: / 1

System Summary

System Average Interruption Frequency Index	SAIFI =	0.230990	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI =	0.230990	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	SAIDI =	0.279	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI =	1.208	h
Average Service Availability Index	ASAI =	0.9999681521	
Average Service Unavailability Index	ASUI =	0.0000318479	
Energy Not Supplied	ENS =	0.380	MWh/a
Average Energy Not Supplied	AENS =	0.127	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	ACCI =	0.551	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	EIC =	0.000	M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	IEAR =	0.000	$/kWh
System energy shed	SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	ASIFI =	0.230990	1/a
Average System Interruption Duration Index	ASIDI =	0.278988	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	MAIFI =	0.000000	1/Ca

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

- Automatic Power Restoration
- Connectivity analysis - 0

Selection = Whole System

No = Common mode | No = Independent second failures
Yes = Busbars / terminals | Yes = Double earth faults
Yes = Lines / cables | No = Consider Maintenance
Yes = Transformers

Study Case: Study Case | Annex: / 1

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
L-174297	0.28	0.23	1.21	0.12	0.00	0.23	0.28
L-174299	0.28	0.23	1.21	0.06	0.00	0.23	0.28
L-174301	0.28	0.23	1.21	0.20	0.00	0.23	0.28

Empresa: CODENSA. Circuito: LE11D

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

Method	Connectivity analysis
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)
Calculation time period	1969
Consider Maintenance	No
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers
Switching procedures	Concurrently
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes
Time to open remote controlled switches	1.00 min.

Automatic Contingency Definition

Selection	Whole System				
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No		
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No		
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes		
		Protection/switching failures	No		

Study Case: Study Case	Annex: / 1

System Summary

System Average Interruption Frequency Index	SAIFI =	0.952746	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI =	0.952746	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	SAIDI =	1.624	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI =	1.705	h
Average Service Availability Index	ASAI =	0.9998145819	
Average Service Unavailability Index	ASUI =	0.0001854181	
Energy Not Supplied	ENS =	4.017	MWh/a
Average Energy Not Supplied	AENS =	0.002	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	ACCI =	0.004	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	EIC =	0.000	M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	IEAR =	0.000	$/kWh
System energy shed	SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	ASIFI =	0.999543	1/a
Average System Interruption Duration Index	ASIDI =	1.699121	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	MAIFI =	0.000000	1/Ca

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

- - Automatic Power Restoration
- Connectivity analysis - 0

Selection = Whole System

No = Common mode | No = Independent second failures
Yes = Busbars / terminals | Yes = Double earth faults
Yes = Lines / cables | No = Consider Maintenance
Yes = Transformers

Study Case: Study Case | Annex: / 1

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
58071TR1	26.37	13.94	1.89	0.04	0.00	1.55	2.93
58072TR1	14.65	7.75	1.89	0.03	0.00	1.55	2.93
58070TR1	55.66	29.43	1.89	0.04	0.00	1.55	2.93
58015TR1	23.33	12.34	1.89	0.07	0.00	1.54	2.92
77606TR1	60.07	31.81	1.89	0.04	0.00	1.51	2.86
58014TR1	48.63	25.75	1.89	0.03	0.00	1.51	2.86
58013TR1	20.02	10.60	1.89	0.03	0.00	1.51	2.86
58075TR1	33.48	17.75	1.89	0.06	0.00	1.48	2.79
58020TR1	39.01	20.69	1.89	0.04	0.00	1.48	2.79
58012TR1	13.78	7.31	1.88	0.02	0.00	1.46	2.76
58018TR1	68.10	36.16	1.88	0.04	0.00	1.45	2.72
58016TR1	19.07	10.13	1.88	0.04	0.00	1.45	2.72
58073TR1	65.38	34.72	1.88	0.04	0.00	1.45	2.72
58017TR1	43.59	23.14	1.88	0.04	0.00	1.45	2.72
58074TR1	98.07	52.07	1.88	0.06	0.00	1.45	2.72
58019TR1	13.62	7.23	1.88	0.06	0.00	1.45	2.72
58076TR1	40.86	21.70	1.88	0.04	0.00	1.45	2.72
17986TR1	70.51	37.37	1.89	0.07	0.00	1.44	2.71
76300TR1	35.26	18.69	1.89	0.07	0.00	1.44	2.71
77605TR1	21.36	12.13	1.76	0.06	0.00	1.52	2.67
17975TR1	95.35	50.58	1.89	0.11	0.00	1.41	2.65
31290TR1	5.26	2.99	1.76	0.04	0.00	1.50	2.63
31291TR1	21.05	11.98	1.76	0.04	0.00	1.50	2.63
31292TR1	10.52	5.99	1.76	0.04	0.00	1.50	2.63
31269TR1	7.89	4.49	1.76	0.01	0.00	1.50	2.63

17976TR1	69.50	36.93	1.88	0.10	0.00	1.37	2.57
17978TR1	17.34	9.94	1.74	0.07	0.00	1.42	2.48
58010TR1	4.86	2.79	1.74	0.07	0.00	1.40	2.43
78732TR1	2.43	1.40	1.74	0.10	0.00	1.40	2.43
31266TR1	42.88	24.71	1.74	0.05	0.00	1.37	2.38
31298TR1	16.61	9.57	1.73	0.05	0.00	1.37	2.37
31293TR1	9.49	5.47	1.73	0.03	0.00	1.37	2.37
31297TR1	2.37	1.37	1.73	0.03	0.00	1.37	2.37
31268TR1	56.93	32.83	1.73	0.16	0.00	1.37	2.37
31296TR1	14.23	8.21	1.73	0.05	0.00	1.37	2.37
31294TR1	42.70	24.62	1.73	0.16	0.00	1.37	2.37
17977TR1	64.05	36.93	1.73	0.05	0.00	1.37	2.37
58350TR1	2.03	1.10	1.85	0.08	0.00	1.10	2.03
58009TR1	3.88	2.11	1.84	0.05	0.00	1.06	1.94
58007TR1	36.89	20.05	1.84	0.04	0.00	1.06	1.94
58008TR1	52.42	28.49	1.84	0.08	0.00	1.06	1.94
58001TR1	17.21	9.33	1.84	0.02	0.00	1.04	1.91
52362TR1	26.21	14.24	1.84	0.04	0.00	1.02	1.87
52363TR1	29.95	16.27	1.84	0.02	0.00	1.02	1.87
74750TR1	1.87	1.01	1.84	0.02	0.00	1.01	1.87
83574TR1	1.87	1.01	1.84	0.05	0.00	1.01	1.87
58003TR1	42.44	23.16	1.83	0.04	0.00	0.96	1.77
74752TR1	1.76	0.96	1.83	0.02	0.00	0.96	1.76
58005TR1	35.20	19.21	1.83	0.05	0.00	0.96	1.76
58002TR1	29.69	16.22	1.83	0.04	0.00	0.95	1.75
52338TR1	43.37	27.63	1.57	0.04	0.00	1.11	1.73
52336TR1	31.22	19.89	1.57	0.02	0.00	1.11	1.73
52339TR1	15.61	9.95	1.57	0.02	0.00	1.11	1.73
52340TR1	5.20	3.32	1.57	0.06	0.00	1.11	1.73
52337TR1	17.35	11.05	1.57	0.02	0.00	1.11	1.73
52335TR1	39.90	25.42	1.57	0.04	0.00	1.11	1.73
58006TR1	10.24	5.60	1.83	0.04	0.00	0.93	1.71
58004TR1	39.24	21.48	1.83	0.04	0.00	0.93	1.71
52360TR1	6.66	3.65	1.82	0.02	0.00	0.91	1.66
52359TR1	18.31	10.04	1.82	0.04	0.00	0.91	1.66
52355TR1	47.60	26.22	1.82	0.02	0.00	0.87	1.59
52357TR1	50.77	27.97	1.82	0.04	0.00	0.87	1.59
52361TR1	17.45	9.61	1.82	0.04	0.00	0.87	1.59
52358TR1	38.08	20.98	1.82	0.04	0.00	0.87	1.59
52356TR1	42.84	23.60	1.82	0.02	0.00	0.87	1.59
52330TR1	2.77	1.86	1.49	0.01	0.00	0.93	1.38
52331TR1	11.06	7.43	1.49	0.02	0.00	0.93	1.38
52332TR1	1.38	0.93	1.49	0.06	0.00	0.93	1.38
52353TR1	44.90	25.12	1.79	0.02	0.00	0.76	1.36
52351TR1	40.82	22.83	1.79	0.04	0.00	0.76	1.36
52354TR1	2.72	1.52	1.79	0.03	0.00	0.76	1.36
52352TR1	28.57	15.98	1.79	0.02	0.00	0.76	1.36

58011TR1	19.61	11.10	1.77	0.02	0.00	0.69	1.23
77455TR1	1.22	0.85	1.44	0.03	0.00	0.85	1.22
52334TR1	3.66	2.54	1.44	0.03	0.00	0.85	1.22
52345TR1	26.59	15.15	1.75	0.05	0.00	0.66	1.16
52346TR1	26.59	15.15	1.75	0.02	0.00	0.66	1.16
52350TR1	3.47	1.98	1.75	0.03	0.00	0.66	1.16
52348TR1	4.62	2.64	1.75	0.01	0.00	0.66	1.16
52349TR1	17.34	9.88	1.75	0.01	0.00	0.66	1.16
52347TR1	11.56	6.59	1.75	0.02	0.00	0.66	1.16
78724TR1	1.15	0.81	1.41	0.03	0.00	0.81	1.15
52329TR1	18.21	12.91	1.41	0.05	0.00	0.81	1.14
52327TR1	19.35	13.72	1.41	0.03	0.00	0.81	1.14
52333TR1	20.49	14.53	1.41	0.02	0.00	0.81	1.14
52328TR1	14.80	10.49	1.41	0.02	0.00	0.81	1.14
52326TR1	48.95	34.70	1.41	0.05	0.00	0.81	1.14
52309TR1	10.78	10.08	1.07	0.01	0.00	0.84	0.90
52318TR1	21.43	12.65	1.69	0.01	0.00	0.53	0.89
52342TR1	11.04	6.57	1.68	0.01	0.00	0.51	0.85
52344TR1	9.32	5.55	1.68	0.01	0.00	0.50	0.85
52310TR1	7.50	7.26	1.03	0.01	0.00	0.81	0.83
52308TR1	15.83	15.33	1.03	0.02	0.00	0.81	0.83
52306TR1	8.33	8.07	1.03	0.01	0.00	0.81	0.83
52319TR1	33.10	19.78	1.67	0.01	0.00	0.49	0.83
52316TR1	12.95	7.77	1.67	0.01	0.00	0.49	0.81
52317TR1	1.62	0.97	1.67	0.01	0.00	0.49	0.81
52315TR1	13.76	8.25	1.67	0.01	0.00	0.49	0.81
52341TR1	7.29	4.37	1.67	0.01	0.00	0.49	0.81
52343TR1	10.52	6.31	1.67	0.01	0.00	0.49	0.81
52320TR1	2.43	1.46	1.67	0.01	0.00	0.49	0.81
52321TR1	5.67	3.40	1.67	0.01	0.00	0.49	0.81
52325TR1	18.35	13.26	1.38	0.02	0.00	0.51	0.71
52312TR1	22.35	18.79	1.19	0.02	0.00	0.59	0.70
77461TR1	1.40	1.17	1.19	0.02	0.00	0.59	0.70
77468TR1	0.70	0.59	1.19	0.02	0.00	0.59	0.70
52311TR1	26.55	22.31	1.19	0.01	0.00	0.59	0.70
52314TR1	30.04	25.25	1.19	0.02	0.00	0.59	0.70
71718TR1	1.35	0.99	1.37	0.01	0.00	0.49	0.68
52322TR1	3.94	2.91	1.35	0.04	0.00	0.49	0.66
52323TR1	9.85	7.28	1.35	0.01	0.00	0.49	0.66
52324TR1	14.45	10.68	1.35	0.01	0.00	0.49	0.66
49480TR1	14.71	13.54	1.09	0.01	0.00	0.52	0.57
52303TR1	1.49	1.46	1.02	0.00	0.00	0.49	0.50
52302TR1	8.91	8.74	1.02	0.01	0.00	0.49	0.50
52304TR1	5.45	5.34	1.02	0.00	0.00	0.49	0.50
52305TR1	5.45	5.34	1.02	0.01	0.00	0.49	0.50
49479TR1	4.95	4.85	1.02	0.00	0.00	0.49	0.50

Empresa: CODENSA. Circuito: VE23

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

Method	Connectivity analysis
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)
Calculation time period	1969
Consider Maintenance	No
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers
Switching procedures	Concurrently
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes
Time to open remote controlled switches	1.00 min.

Automatic Contingency Definition

Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes
		Protection/switching failures	No

Study Case: Study Case | Annex: / 1

System Summary

System Average Interruption Frequency Index	SAIFI =	1.091185	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI =	1.091185	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	SAIDI =	1.267	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI =	1.161	h
Average Service Availability Index	ASAI =	0.9998553260	
Average Service Unavailability Index	ASUI =	0.0001446740	
Energy Not Supplied	ENS =	8.522	MWh/a
Average Energy Not Supplied	AENS =	0.001	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	ACCI =	0.001	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	EIC =	0.000	M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	IEAR =	0.000	$/kWh
System energy shed	SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	ASIFI =	1.091185	1/a
Average System Interruption Duration Index	ASIDI =	1.295674	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	MAIFI =	0.000000	1/Ca

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment		
-	- Automatic Power Restoration	
- Connectivity analysis	- 0	

Selection = Whole System		
No = Common mode	No = Independent second failures	
Yes = Busbars / terminals	Yes = Double earth faults	
Yes = Lines / cables	No = Consider Maintenance	
Yes = Transformers		

Study Case: Study Case	Annex: / 1

Load Interruptions	TCIT	TCIF	AID	LPENS	LPEIC	ACIF	ACIT
Name	Ch/a	C/a	h	MWh/a	$/a	1/a	h/a
L-1079	261.76	202.96	1.29	0.47	0.00	1.09	1.41
L-1085	273.02	211.69	1.29	0.18	0.00	1.09	1.41
L-1077	215.32	166.95	1.29	0.13	0.00	1.09	1.41
L-1084	305.39	236.79	1.29	0.18	0.00	1.09	1.41
L-772	147.77	114.57	1.29	0.13	0.00	1.09	1.41
L-1080	263.17	204.05	1.29	0.47	0.00	1.09	1.41
L-71972	1.41	1.09	1.29	0.26	0.00	1.09	1.41
L-73087	1.41	1.09	1.29	0.26	0.00	1.09	1.41
L-82189	1.41	1.09	1.29	0.09	0.00	1.09	1.41
L-84126	1.41	1.09	1.29	0.13	0.00	1.09	1.41
L-642	128.07	99.30	1.29	0.09	0.00	1.09	1.41
L-1081	153.40	118.94	1.29	0.13	0.00	1.09	1.41
L-1082	140.73	109.12	1.29	0.26	0.00	1.09	1.41
L-1086	265.98	206.23	1.29	0.18	0.00	1.09	1.41
L-1076	154.81	120.03	1.29	0.13	0.00	1.09	1.41
L-1087	4.22	3.27	1.29	0.04	0.00	1.09	1.41
L-1078	112.59	87.29	1.29	0.09	0.00	1.09	1.41
L-1090	175.92	136.40	1.29	0.18	0.00	1.09	1.41
L-1089	220.95	171.32	1.29	0.59	0.00	1.09	1.41
L-1088	209.69	162.59	1.29	0.18	0.00	1.09	1.41
L-1083	199.84	154.95	1.29	0.35	0.00	1.09	1.41
L-631	194.87	160.40	1.21	0.12	0.00	1.09	1.33
L-1073	174.98	144.04	1.21	0.17	0.00	1.09	1.33
L-638	87.49	72.02	1.21	0.08	0.00	1.09	1.33
L-56986	1.33	1.09	1.21	0.08	0.00	1.09	1.33

L-635	1.33	1.09	1.21	0.02	0.00	1.09	1.33
L-335	159.08	130.94	1.21	0.11	0.00	1.09	1.33
L-632	121.96	100.39	1.21	0.12	0.00	1.09	1.33
L-634	121.96	100.39	1.21	0.08	0.00	1.09	1.33
L-644	165.70	136.40	1.21	0.17	0.00	1.09	1.33
L-633	3.98	3.27	1.21	0.05	0.00	1.09	1.33
L-628	111.35	91.66	1.21	0.08	0.00	1.09	1.33
L-629	208.12	171.32	1.21	0.17	0.00	1.09	1.33
L-630	137.87	113.48	1.21	0.12	0.00	1.09	1.33
L-326	116.66	96.02	1.21	0.17	0.00	1.09	1.33
L-627	116.66	96.02	1.21	0.12	0.00	1.09	1.33
L-1074	176.31	145.13	1.21	0.17	0.00	1.09	1.33
L-637	88.82	73.11	1.21	0.08	0.00	1.09	1.33
L-330	136.83	122.21	1.12	0.08	0.00	1.09	1.22
L-334	189.36	169.13	1.12	0.08	0.00	1.09	1.22
L-331	78.19	69.84	1.12	0.12	0.00	1.09	1.22
L-838	103.84	92.75	1.12	0.08	0.00	1.09	1.22
L-332	191.80	171.32	1.12	0.15	0.00	1.09	1.22
L-333	127.05	113.48	1.12	0.15	0.00	1.09	1.22
L-839	124.61	111.30	1.12	0.08	0.00	1.09	1.22
L-325	8.22	8.73	0.94	0.03	0.00	1.09	1.03
L-643	1.03	1.09	0.94	0.01	0.00	1.09	1.03
L-639	199.33	211.69	0.94	0.13	0.00	1.09	1.03
L-771	99.67	105.84	0.94	0.10	0.00	1.09	1.03
L-336	59.59	63.29	0.94	0.06	0.00	1.09	1.03
L-636	125.35	133.12	0.94	0.10	0.00	1.09	1.03
L-775	133.57	141.85	0.94	0.10	0.00	1.09	1.03
L-327	87.34	92.75	0.94	0.10	0.00	1.09	1.03
L-645	77.06	81.84	0.94	0.11	0.00	1.09	1.03
L-641	109.94	116.76	0.94	0.06	0.00	1.09	1.03
L-774	120.22	127.67	0.94	0.10	0.00	1.09	1.03
L-321	130.49	138.58	0.94	0.10	0.00	1.09	1.03
L-324	140.77	149.49	0.94	0.13	0.00	1.09	1.03
L-773	164.40	174.59	0.94	0.13	0.00	1.09	1.03
L-640	144.88	153.86	0.94	0.13	0.00	1.09	1.03

Empresa: CODENSA. Circuito: LM12D

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

Method	Connectivity analysis
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)
Calculation time period	1969
Consider Maintenance	No
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers
Switching procedures	Concurrently
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes
Time to open remote controlled switches	1.00 min.

Automatic Contingency Definition

Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes
		Protection/switching failures	No

Study Case: Study Case | Annex: / 1

System Summary

System Average Interruption Frequency Index	SAIFI =	1.395855	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI =	1.395855	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	SAIDI =	2.207	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI =	1.581	h
Average Service Availability Index	ASAI =	0.9997480399	
Average Service Unavailability Index	ASUI =	0.0002519601	
Energy Not Supplied	ENS =	5.156	MWh/a
Average Energy Not Supplied	AENS =	0.004	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	ACCI =	0.005	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	EIC =	0.000	M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	IEAR =	0.000	$/kWh
System energy shed	SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	ASIFI =	1.438416	1/a
Average System Interruption Duration Index	ASIDI =	2.209113	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	MAIFI =	0.000000	1/Ca

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment		
-	- Automatic Power Restoration	
- Connectivity analysis	- 0	

Selection = Whole System		
No = Common mode	No = Independent second failures	
Yes = Busbars / terminals	Yes = Double earth faults	
Yes = Lines / cables	No = Consider Maintenance	
Yes = Transformers		

Study Case: Study Case	Annex: / 1

Load Interruptions	TCIT	TCIF	AID	LPENS	LPEIC	ACIF	ACIT
Name	Ch/a	C/a	h	MWh/a	$/a	1/a	h/a
L17202	9.91	6.81	1.46	0.02	0.00	3.41	4.96
L17219	29.22	20.17	1.45	0.04	0.00	3.36	4.87
L17222	14.61	10.08	1.45	0.02	0.00	3.36	4.87
L17187	4.87	3.36	1.45	0.02	0.00	3.36	4.87
L17188	4.87	3.36	1.45	0.02	0.00	3.36	4.87
L17203	9.74	6.72	1.45	0.02	0.00	3.36	4.87
L17207	4.87	3.36	1.45	0.02	0.00	3.36	4.87
L17220	9.74	6.72	1.45	0.02	0.00	3.36	4.87
L17221	4.87	3.36	1.45	0.02	0.00	3.36	4.87
L17223	4.87	3.36	1.45	0.02	0.00	3.36	4.87
L17224	4.87	3.36	1.45	0.02	0.00	3.36	4.87
L17227	225.27	142.72	1.58	0.02	0.00	2.69	4.25
L17225	17.00	10.77	1.58	0.02	0.00	2.69	4.25
L17226	17.00	10.77	1.58	0.02	0.00	2.69	4.25
L17228	4.25	2.69	1.58	0.02	0.00	2.69	4.25
L76165	4.25	2.69	1.58	0.02	0.00	2.69	4.25
L76669	4.25	2.69	1.58	0.02	0.00	2.69	4.25
L78309	4.25	2.69	1.58	0.02	0.00	2.69	4.25
L16977	19.98	11.08	1.80	0.03	0.00	2.22	4.00
L16981	11.99	6.65	1.80	0.03	0.00	2.22	4.00
L17173	11.62	7.50	1.55	0.02	0.00	2.50	3.87
L17174	3.87	2.50	1.55	0.02	0.00	2.50	3.87
L17175	7.74	5.00	1.55	0.05	0.00	2.50	3.87
L17176	3.87	2.50	1.55	0.03	0.00	2.50	3.87
L16948	7.69	4.27	1.80	0.02	0.00	2.14	3.85

L16934	15.04	8.37	1.80	0.02	0.00	2.09	3.76
L16933	3.73	2.07	1.80	0.03	0.00	2.07	3.73
L17186	14.30	10.77	1.33	0.01	0.00	2.69	3.58
L18212	17.78	9.93	1.79	0.01	0.00	1.99	3.56
L16932	7.11	3.97	1.79	0.04	0.00	1.99	3.56
L18211	7.11	3.97	1.79	0.04	0.00	1.99	3.56
L18213	10.67	5.96	1.79	0.01	0.00	1.99	3.56
L31520	10.43	6.83	1.53	0.04	0.00	2.28	3.48
L31532	10.43	6.83	1.53	0.01	0.00	2.28	3.48
L31519	17.38	11.39	1.53	0.01	0.00	2.28	3.48
L17171	10.39	6.87	1.51	0.01	0.00	2.29	3.46
L17167	6.93	4.58	1.51	0.01	0.00	2.29	3.46
L17172	3.46	2.29	1.51	0.01	0.00	2.29	3.46
L17205	19.54	12.99	1.50	0.01	0.00	2.17	3.26
L17266	32.57	21.66	1.50	0.04	0.00	2.17	3.26
L17267	6.51	4.33	1.50	0.01	0.00	2.17	3.26
L17268	13.03	8.66	1.50	0.01	0.00	2.17	3.26
L17160	9.71	6.51	1.49	0.01	0.00	2.17	3.24
L17154	6.47	4.34	1.49	0.04	0.00	2.17	3.24
L17156	6.47	4.34	1.49	0.01	0.00	2.17	3.24
L17157	6.47	4.34	1.49	0.01	0.00	2.17	3.24
L17158	3.24	2.17	1.49	0.04	0.00	2.17	3.24
L17159	12.94	8.67	1.49	0.01	0.00	2.17	3.24
L17161	3.24	2.17	1.49	0.03	0.00	2.17	3.24
L17162	3.24	2.17	1.49	0.01	0.00	2.17	3.24
L17163	6.47	4.34	1.49	0.04	0.00	2.17	3.24
L17164	3.24	2.17	1.49	0.04	0.00	2.17	3.24
L17165	3.24	2.17	1.49	0.04	0.00	2.17	3.24
L17166	3.24	2.17	1.49	0.04	0.00	2.17	3.24
L17182	6.47	4.34	1.49	0.01	0.00	2.17	3.24
L17184	6.47	4.34	1.49	0.01	0.00	2.17	3.24
L17185	3.24	2.17	1.49	0.04	0.00	2.17	3.24
L18208	34.36	19.37	1.77	0.07	0.00	1.76	3.12
L18207	6.25	3.52	1.77	0.04	0.00	1.76	3.12
L18209	9.37	5.28	1.77	0.07	0.00	1.76	3.12
L18210	9.37	5.28	1.77	0.01	0.00	1.76	3.12
L17037	71.15	38.92	1.83	0.01	0.00	1.69	3.09
L17257	12.33	6.75	1.83	0.01	0.00	1.69	3.08
L31517	46.21	31.10	1.49	0.04	0.00	2.07	3.08
L31518	15.40	10.37	1.49	0.01	0.00	2.07	3.08
L17260	24.59	13.46	1.83	0.01	0.00	1.68	3.07
L17269	30.68	16.83	1.82	0.04	0.00	1.68	3.07
L31528	30.68	16.83	1.82	0.03	0.00	1.68	3.07
L31530	42.95	23.56	1.82	0.04	0.00	1.68	3.07
L31529	24.54	13.46	1.82	0.04	0.00	1.68	3.07
L82122	3.07	1.68	1.82	0.04	0.00	1.68	3.07
L17258	12.18	6.66	1.83	0.04	0.00	1.67	3.04

L17259	18.27	9.99	1.83	0.01	0.00	1.67	3.04
L18233	12.11	8.18	1.48	0.01	0.00	2.05	3.03
L16863	14.68	10.00	1.47	0.04	0.00	2.00	2.94
L17126	44.00	30.06	1.46	0.04	0.00	2.00	2.93
L17125	11.73	8.01	1.46	0.02	0.00	2.00	2.93
L17264	40.86	27.86	1.47	0.01	0.00	1.99	2.92
L17265	31.98	21.83	1.47	0.04	0.00	1.98	2.91
L31506	2.89	1.98	1.46	0.01	0.00	1.98	2.89
L17035	25.89	17.72	1.46	0.04	0.00	1.97	2.88
L18206	17.19	10.57	1.63	0.04	0.00	1.76	2.86
L18241	8.59	5.28	1.63	0.04	0.00	1.76	2.86
L18240	2.86	1.76	1.63	0.04	0.00	1.76	2.86
L17263	11.46	7.85	1.46	0.01	0.00	1.96	2.86
L31516	31.23	21.43	1.46	0.06	0.00	1.95	2.84
L17045	28.39	19.48	1.46	0.06	0.00	1.95	2.84
L18124	14.19	9.74	1.46	0.06	0.00	1.95	2.84
L17019	5.68	3.90	1.46	0.01	0.00	1.95	2.84
L18200	25.55	17.53	1.46	0.04	0.00	1.95	2.84
L17112	2.76	1.92	1.44	0.03	0.00	1.92	2.76
L17115	29.84	20.78	1.44	0.01	0.00	1.89	2.71
L17111	8.14	5.67	1.44	0.01	0.00	1.89	2.71
L17127	10.85	7.56	1.44	0.01	0.00	1.89	2.71
L17155	10.85	7.56	1.44	0.01	0.00	1.89	2.71
L17124	13.56	9.45	1.44	0.06	0.00	1.89	2.71
L17129	24.41	17.00	1.44	0.03	0.00	1.89	2.71
L17113	35.26	24.56	1.44	0.03	0.00	1.89	2.71
L17272	10.73	5.94	1.81	0.01	0.00	1.48	2.68
L18204	5.37	2.97	1.81	0.01	0.00	1.48	2.68
L17090	2.64	1.62	1.63	0.03	0.00	1.62	2.64
L17261	15.83	8.76	1.81	0.01	0.00	1.46	2.64
L17082	5.26	3.22	1.63	0.01	0.00	1.61	2.63
L17083	15.69	9.61	1.63	0.02	0.00	1.60	2.61
L17087	7.84	4.81	1.63	0.03	0.00	1.60	2.61
L17084	2.61	1.60	1.63	0.02	0.00	1.60	2.61
L17086	2.61	1.60	1.63	0.01	0.00	1.60	2.61
L17091	5.23	3.20	1.63	0.02	0.00	1.60	2.61
L16931	31.26	21.13	1.48	0.03	0.00	1.76	2.61
L18234	7.75	4.35	1.78	0.01	0.00	1.45	2.58
L17262	27.65	15.35	1.80	0.02	0.00	1.40	2.51
L17200	15.08	8.37	1.80	0.01	0.00	1.40	2.51
L17214	7.54	4.19	1.80	0.01	0.00	1.40	2.51
L17256	10.05	5.58	1.80	0.01	0.00	1.40	2.51
L17273	2.51	1.40	1.80	0.01	0.00	1.40	2.51
L53686	19.60	14.66	1.34	0.01	0.00	1.83	2.45
L53693	2.45	1.83	1.34	0.01	0.00	1.83	2.45
L53687	17.15	12.83	1.34	0.02	0.00	1.83	2.45
L60997	12.13	6.84	1.77	0.03	0.00	1.37	2.43

L18235	4.85	2.74	1.77	0.03	0.00	1.37	2.43
L18237	9.71	5.47	1.77	0.03	0.00	1.37	2.43
L45921	7.28	4.11	1.77	0.01	0.00	1.37	2.43
L70945	7.28	4.11	1.77	0.02	0.00	1.37	2.43
L82119	9.71	5.47	1.77	0.03	0.00	1.37	2.43
L17052	9.69	6.05	1.60	0.01	0.00	1.51	2.42
L17053	4.85	3.03	1.60	0.03	0.00	1.51	2.42
L17054	9.69	6.05	1.60	0.01	0.00	1.51	2.42
L17104	2.42	1.51	1.60	0.01	0.00	1.51	2.42
L31551	26.05	14.67	1.78	0.01	0.00	1.33	2.37
L16930	23.64	13.64	1.73	0.03	0.00	1.36	2.36
L18243	21.27	12.28	1.73	0.05	0.00	1.36	2.36
L31549	11.72	6.59	1.78	0.01	0.00	1.32	2.34
L31550	2.34	1.32	1.78	0.01	0.00	1.32	2.34
L31545	21.09	11.87	1.78	0.03	0.00	1.32	2.34
L17148	4.68	3.40	1.38	0.01	0.00	1.70	2.34
L17149	9.35	6.79	1.38	0.01	0.00	1.70	2.34
L17130	6.72	6.68	1.01	0.03	0.00	2.23	2.24
L17131	2.24	2.23	1.01	0.02	0.00	2.23	2.24
L16897	4.48	2.59	1.73	0.01	0.00	1.30	2.24
L16919	4.48	2.59	1.73	0.03	0.00	1.30	2.24
L18236	2.24	1.30	1.73	0.03	0.00	1.30	2.24
L17109	4.35	3.38	1.29	0.01	0.00	1.69	2.17
L17271	17.09	9.58	1.78	0.04	0.00	1.20	2.14
L17133	8.37	6.28	1.33	0.03	0.00	1.57	2.09
L17146	12.55	9.42	1.33	0.03	0.00	1.57	2.09
L17147	10.46	7.85	1.33	0.03	0.00	1.57	2.09
L16900	6.09	3.56	1.71	0.02	0.00	1.19	2.03
L17270	60.63	34.15	1.78	0.03	0.00	1.14	2.02
L17032	20.21	11.38	1.78	0.08	0.00	1.14	2.02
L17036	4.04	2.28	1.78	0.01	0.00	1.14	2.02
L17108	11.97	9.59	1.25	0.02	0.00	1.60	1.99
L17106	17.95	14.38	1.25	0.01	0.00	1.60	1.99
L18239	13.91	7.96	1.75	0.02	0.00	1.14	1.99
L18238	19.79	11.32	1.75	0.02	0.00	1.13	1.98
L16899	15.64	8.94	1.75	0.04	0.00	1.12	1.95
L16920	3.91	2.24	1.75	0.02	0.00	1.12	1.95

Study Case: Study Case	Annex: / 2

Load Interruptions	TCIT	TCIF	AID	LPENS	LPEIC	ACIF	ACIT
Name	Ch/a	C/a	h	MWh/a	$/a	1/a	h/a
L16901	33.23	19.01	1.75	0.02	0.00	1.12	1.95
L17051	7.54	4.94	1.53	0.02	0.00	1.23	1.88
L17095	3.77	2.47	1.53	0.02	0.00	1.23	1.88
L17096	3.77	2.47	1.53	0.01	0.00	1.23	1.88
L17102	1.88	1.23	1.53	0.02	0.00	1.23	1.88
L17078	3.71	2.45	1.52	0.01	0.00	1.22	1.86
L17079	3.71	2.45	1.52	0.01	0.00	1.22	1.86
L17050	9.28	6.11	1.52	0.02	0.00	1.22	1.86
L17080	9.28	6.11	1.52	0.01	0.00	1.22	1.86
L17077	5.57	3.67	1.52	0.01	0.00	1.22	1.86
L17216	42.07	23.88	1.76	0.04	0.00	1.04	1.83
L17198	9.15	5.19	1.76	0.02	0.00	1.04	1.83
L17011	32.92	18.69	1.76	0.02	0.00	1.04	1.83
L17170	14.63	8.31	1.76	0.04	0.00	1.04	1.83
L17150	10.84	8.54	1.27	0.01	0.00	1.42	1.81
L17105	19.40	16.29	1.19	0.01	0.00	1.48	1.76
L17005	27.69	15.79	1.75	0.04	0.00	0.99	1.73
L17006	6.92	3.95	1.75	0.01	0.00	0.99	1.73
L17030	29.42	16.78	1.75	0.06	0.00	0.99	1.73
L17107	1.73	1.46	1.18	0.02	0.00	1.46	1.73
L17197	23.89	13.71	1.74	0.02	0.00	0.91	1.59
L17018	11.06	9.69	1.14	0.02	0.00	1.38	1.58
L17024	209.50	120.61	1.74	0.04	0.00	0.89	1.55
L17081	13.65	9.38	1.45	0.02	0.00	1.04	1.52
L17093	13.65	9.38	1.45	0.02	0.00	1.04	1.52
L17056	19.71	13.55	1.45	0.02	0.00	1.04	1.52
L17094	7.58	5.21	1.45	0.02	0.00	1.04	1.52
L17092	9.10	6.26	1.45	0.02	0.00	1.04	1.52
L31546	18.05	13.42	1.35	0.02	0.00	1.12	1.50
L16997	1.49	1.29	1.15	0.04	0.00	1.29	1.49
L17000	1.49	1.29	1.15	0.02	0.00	1.29	1.49
L76663	1.49	1.29	1.15	0.04	0.00	1.29	1.49
L16999	4.46	3.86	1.15	0.02	0.00	1.29	1.49
L17023	4.46	3.86	1.15	0.02	0.00	1.29	1.49
L17199	19.11	11.06	1.73	0.02	0.00	0.85	1.47
L17152	5.88	3.40	1.73	0.02	0.00	0.85	1.47
L17168	29.40	17.01	1.73	0.02	0.00	0.85	1.47
L17169	29.40	17.01	1.73	0.02	0.00	0.85	1.47
L31552	10.12	7.83	1.29	0.01	0.00	1.12	1.45
L17027	5.66	4.89	1.16	0.01	0.00	1.22	1.42
L31505	2.83	2.45	1.16	0.01	0.00	1.22	1.42

L31547	13.80	11.18	1.23	0.02	0.00	1.12	1.38
L17029	1.29	1.18	1.09	0.02	0.00	1.18	1.29
L57958	8.71	8.12	1.07	0.12	0.00	1.16	1.24
L16973	8.33	7.92	1.05	0.01	0.00	1.13	1.19
L16992	7.14	6.79	1.05	0.01	0.00	1.13	1.19
L17010	2.26	2.20	1.03	0.00	0.00	1.10	1.13
L57957	2.25	2.19	1.03	0.01	0.00	1.10	1.13
L17028	3.25	3.16	1.03	0.00	0.00	1.05	1.08
L31531	12.56	7.59	1.66	0.01	0.00	0.63	1.05
L31544	8.27	4.91	1.68	0.01	0.00	0.61	1.03
L16870	9.13	5.53	1.65	0.01	0.00	0.61	1.01
L16898	6.08	3.68	1.65	0.02	0.00	0.61	1.01
L16978	10.12	6.01	1.68	0.01	0.00	0.60	1.01
L16980	9.74	5.82	1.67	0.01	0.00	0.58	0.97
L70413	0.96	0.57	1.67	0.02	0.00	0.57	0.96
L16975	9.44	5.65	1.67	0.02	0.00	0.56	0.94
L16976	4.55	2.64	1.72	0.01	0.00	0.53	0.91
L16982	3.59	2.08	1.73	0.01	0.00	0.52	0.90
L16983	7.15	4.14	1.73	0.01	0.00	0.52	0.89
L16979	5.88	3.37	1.74	0.01	0.00	0.48	0.84
L17004	5.87	3.59	1.64	0.01	0.00	0.51	0.84
L16974	1.68	1.02	1.64	0.02	0.00	0.51	0.84
L16968	3.34	2.04	1.64	0.01	0.00	0.51	0.84
L16970	3.30	1.93	1.71	0.01	0.00	0.48	0.83
L16947	1.64	0.96	1.70	0.01	0.00	0.48	0.82
L16867	3.13	1.93	1.62	0.01	0.00	0.48	0.78
L16907	17.97	11.08	1.62	0.02	0.00	0.48	0.78
L16871	7.81	4.82	1.62	0.01	0.00	0.48	0.78
L16969	7.03	4.33	1.62	0.01	0.00	0.48	0.78
L16889	14.84	9.15	1.62	0.02	0.00	0.48	0.78
L17040	8.81	9.15	0.96	0.01	0.00	0.48	0.46

Empresa: EBSA. Circuito: 14713

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

Method	Connectivity analysis				
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)				
Calculation time period	1969				
Consider Maintenance	No				
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers				
Switching procedures	Concurrently				
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes				
Time to open remote controlled switches	1.00 min.				

Automatic Contingency Definition

Selection	Whole System				
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No		
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No		
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes		
		Protection/switching failures	No		

Study Case: Study Case	Annex: / 1

System Summary

System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	0.643274	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	0.643274	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	1.107	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	1.720	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0.9998736770	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0.0001263230	
Energy Not Supplied	: ENS =	8.419	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0.001	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	0.003	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0.000	M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0.000	$/kWh
System energy shed	: SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	0.680449	1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	1.168666	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI =	0.000000	1/Ca

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment		
-	- Automatic Power Restoration	
- Connectivity analysis	- 0	

Selection = Whole System		
No = Common mode	No = Independent second failures	
Yes = Busbars / terminals	Yes = Double earth faults	
Yes = Lines / cables	No = Consider Maintenance	
Yes = Transformers		

Study Case: Study Case	Annex: / 1

Load Interruptions	TCIT	TCIF	AID	LPENS	LPEIC	ACIF	ACIT
Name	Ch/a	C/a	h	MWh/a	$/a	1/a	h/a
L3165	93.36	54.79	1.70	0.04	0.00	0.98	1.67
L3263	1.67	0.98	1.70	0.04	0.00	0.98	1.67
L3166	116.70	68.49	1.70	0.06	0.00	0.98	1.67
L3164	83.58	49.00	1.71	0.06	0.00	0.94	1.61
L3167	104.48	61.25	1.71	0.06	0.00	0.94	1.61
L3162	152.61	89.75	1.70	0.10	0.00	0.90	1.53
L16852	1.53	0.90	1.70	0.19	0.00	0.90	1.53
L16923	7.63	4.49	1.70	0.04	0.00	0.90	1.53
L2570	3.05	1.79	1.70	0.06	0.00	0.90	1.53
L3155	323.54	190.26	1.70	0.29	0.00	0.90	1.53
L3161	41.21	24.23	1.70	0.06	0.00	0.90	1.53
L16853	13.25	7.68	1.72	0.06	0.00	0.85	1.47
L3136	53.00	30.73	1.72	0.04	0.00	0.85	1.47
L16846	4.42	2.56	1.72	0.18	0.00	0.85	1.47
L3134	111.89	64.88	1.72	0.14	0.00	0.85	1.47
L3610	103.14	60.58	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39
L3157	157.49	92.51	1.70	0.05	0.00	0.82	1.39
L3158	151.92	89.24	1.70	0.17	0.00	0.82	1.39
L3608	139.37	81.87	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39
L17067	18.12	10.64	1.70	0.05	0.00	0.82	1.39
L3689	9.76	5.73	1.70	0.05	0.00	0.82	1.39
L17367	12.54	7.37	1.70	0.05	0.00	0.82	1.39
L16920	11.15	6.55	1.70	0.03	0.00	0.82	1.39
L16946	1.39	0.82	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39

L16947	1.39	0.82	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39
L16955	11.15	6.55	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39
L16956	5.57	3.27	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39
L16957	1.39	0.82	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39
L16958	16.72	9.82	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39
L16959	22.30	13.10	1.70	0.05	0.00	0.82	1.39
L16960	1.39	0.82	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39
L17066	5.57	3.27	1.70	0.05	0.00	0.82	1.39
L17285	1.39	0.82	1.70	0.03	0.00	0.82	1.39
L17412	1.39	0.82	1.70	0.05	0.00	0.82	1.39
L2528	1.39	0.82	1.70	0.03	0.00	0.82	1.39
L2566	1.39	0.82	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39
L2713	1.39	0.82	1.70	0.12	0.00	0.82	1.39
L2716	2.79	1.64	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39
L3160	110.11	64.68	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39
L3254	1.39	0.82	1.70	0.03	0.00	0.82	1.39
L3306	1.39	0.82	1.70	0.13	0.00	0.82	1.39
L4471	1.39	0.82	1.70	0.02	0.00	0.82	1.39
L6267	1.39	0.82	1.70	0.05	0.00	0.82	1.39
L3607	79.44	46.66	1.70	0.13	0.00	0.82	1.39
L3603	86.41	50.76	1.70	0.17	0.00	0.82	1.39
L3159	61.32	36.02	1.70	0.13	0.00	0.82	1.39
L3616	241.12	141.63	1.70	0.13	0.00	0.82	1.39
L3611	68.29	40.11	1.70	0.05	0.00	0.82	1.39
L3602	83.62	49.12	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39
L3129	236.94	139.17	1.70	0.09	0.00	0.82	1.39
L3124	63.71	36.99	1.72	0.13	0.00	0.79	1.36
L16351	56.94	33.05	1.72	0.08	0.00	0.79	1.36
L3125	330.77	192.03	1.72	0.17	0.00	0.79	1.36
L3131	67.78	39.35	1.72	0.05	0.00	0.79	1.36
L16921	18.98	11.02	1.72	0.08	0.00	0.79	1.36
L17651	9.49	5.51	1.72	0.03	0.00	0.79	1.36
L3152	9.49	5.51	1.72	0.08	0.00	0.79	1.36
L16848	2.71	1.57	1.72	0.13	0.00	0.79	1.36
L17336	1.36	0.79	1.72	0.02	0.00	0.79	1.36
L17352	1.36	0.79	1.72	0.03	0.00	0.79	1.36
L17636	1.36	0.79	1.72	0.13	0.00	0.79	1.36
L17751	1.36	0.79	1.72	0.17	0.00	0.79	1.36
L2516	1.36	0.79	1.72	0.17	0.00	0.79	1.36
L3048	1.36	0.79	1.72	0.02	0.00	0.79	1.36
L3126	260.28	151.11	1.72	0.13	0.00	0.79	1.36
L3130	258.92	150.32	1.72	0.17	0.00	0.79	1.36
L3163	4.07	2.36	1.72	0.05	0.00	0.79	1.36
L3307	1.36	0.79	1.72	0.08	0.00	0.79	1.36
L3308	2.71	1.57	1.72	0.34	0.00	0.79	1.36
L3309	1.36	0.79	1.72	0.06	0.00	0.79	1.36
L3337	1.36	0.79	1.72	0.02	0.00	0.79	1.36

L3123	185.72	107.82	1.72	0.05	0.00	0.79	1.36
L3133	79.98	46.43	1.72	0.14	0.00	0.79	1.36
L17637	59.65	34.63	1.72	0.08	0.00	0.79	1.36
L3127	59.65	34.63	1.72	0.08	0.00	0.79	1.36
L3156	212.83	123.56	1.72	0.17	0.00	0.79	1.36
L3128	230.46	133.79	1.72	0.06	0.00	0.79	1.36
L3153	62.36	36.20	1.72	0.13	0.00	0.79	1.36
L3122	158.61	92.08	1.72	0.05	0.00	0.79	1.36
L1746	0.84	0.48	1.74	0.02	0.00	0.48	0.84
L3112	7.56	4.35	1.74	0.03	0.00	0.48	0.84
L4211	187.39	107.74	1.74	0.08	0.00	0.48	0.84
L3083	83.19	47.83	1.74	0.05	0.00	0.48	0.84
L3114	149.58	86.00	1.74	0.05	0.00	0.48	0.84
L3132	126.05	72.47	1.74	0.05	0.00	0.48	0.84
L3111	72.27	41.55	1.74	0.03	0.00	0.48	0.84
L3118	79.24	45.37	1.75	0.03	0.00	0.40	0.70
L3110	30.06	17.25	1.74	0.04	0.00	0.39	0.68
L2707	0.68	0.39	1.74	0.09	0.00	0.39	0.68
L3121	16.75	9.58	1.75	0.06	0.00	0.38	0.67
L3106	49.57	28.36	1.75	0.04	0.00	0.38	0.67
L3113	78.38	44.84	1.75	0.06	0.00	0.38	0.67
L16849	165.46	94.66	1.75	0.17	0.00	0.38	0.67
L16854	0.67	0.38	1.75	0.03	0.00	0.38	0.67
L16855	0.67	0.38	1.75	0.03	0.00	0.38	0.67
L3058	0.67	0.38	1.75	0.01	0.00	0.38	0.67
L3120	65.65	37.56	1.75	0.04	0.00	0.38	0.67
L3668	0.67	0.38	1.75	0.03	0.00	0.38	0.67
L4311	0.67	0.38	1.75	0.04	0.00	0.38	0.67
L3108	48.90	27.98	1.75	0.04	0.00	0.38	0.67
L3116	69.67	39.86	1.75	0.04	0.00	0.38	0.67
L3119	64.98	37.17	1.75	0.04	0.00	0.38	0.67
L3107	15.41	8.81	1.75	0.04	0.00	0.38	0.67
L3105	22.45	12.53	1.79	0.01	0.00	0.20	0.36
L3104	38.79	21.59	1.80	0.02	0.00	0.19	0.33
L2502	1.67	0.93	1.80	0.00	0.00	0.19	0.33
L16850	0.25	0.14	1.79	0.01	0.00	0.14	0.25
L16922	0.25	0.14	1.79	0.01	0.00	0.14	0.25
L3072	0.25	0.14	1.79	0.01	0.00	0.14	0.25
L3102	28.36	15.83	1.79	0.02	0.00	0.14	0.25
L3956	0.25	0.14	1.79	0.02	0.00	0.14	0.25
L3101	23.81	13.28	1.79	0.02	0.00	0.14	0.25
L3100	12.97	6.69	1.94	0.01	0.00	0.07	0.13

Empresa: EBSA. Circuito: 15314

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

Method	Connectivity analysis
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)
Calculation time period	1969
Consider Maintenance	No
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers
Switching procedures	Concurrently
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes
Time to open remote controlled switches	1.00 min.

Automatic Contingency Definition

Selection	Whole System				
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No		
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No		
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes		
		Protection/switching failures	No		

Study Case: Study Case	Annex: / 1

System Summary

System Average Interruption Frequency Index	SAIFI =	1.011025	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI =	1.011025	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	SAIDI =	1.901	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI =	1.880	h
Average Service Availability Index	ASAI =	0.9997830229	
Average Service Unavailability Index	ASUI =	0.0002169771	
Energy Not Supplied	ENS =	0.090	MWh/a
Average Energy Not Supplied	AENS =	0.001	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	ACCI =	0.001	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	EIC =	0.000	M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	IEAR =	0.000	$/kWh
System energy shed	SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	ASIFI =	1.085231	1/a
Average System Interruption Duration Index	ASIDI =	1.807753	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	MAIFI =	0.000000	1/Ca

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

- Automatic Power Restoration
- Connectivity analysis - 0

Selection = Whole System

No = Common mode | No = Independent second failures
Yes = Busbars / terminals | Yes = Double earth faults
Yes = Lines / cables | No = Consider Maintenance
Yes = Transformers

Study Case: Study Case | Annex: / 1

Load Interruptions	TCIT	TCIF	AID	LPENS	LPEIC	ACIF	ACIT
Name	Ch/a	C/a	h	MWh/a	$/a	1/a	h/a
L11530	143.04	73.45	1.95	0.01	0.00	1.36	2.65
L11531	71.52	36.72	1.95	0.01	0.00	1.36	2.65
L28260	2.65	1.36	1.95	0.01	0.00	1.36	2.65
L28534	2.65	1.36	1.95	0.00	0.00	1.36	2.65
L28535	2.65	1.36	1.95	0.01	0.00	1.36	2.65
L28536	5.30	2.72	1.95	0.01	0.00	1.36	2.65
L28542	7.66	5.02	1.52	0.00	0.00	1.67	2.55
L28540	2.55	1.67	1.52	0.01	0.00	1.67	2.55
L28555	2.55	1.67	1.52	0.01	0.00	1.67	2.55
L28541	5.11	3.35	1.52	0.01	0.00	1.67	2.55
L28554	2.01	1.40	1.44	0.01	0.00	1.40	2.01
L28337	1.94	1.36	1.43	0.00	0.00	1.36	1.94
L28538	1.94	1.36	1.43	0.00	0.00	1.36	1.94
L28539	1.94	1.36	1.43	0.00	0.00	1.36	1.94
L28531	3.88	2.72	1.43	0.01	0.00	1.36	1.94
L28338	0.61	0.32	1.91	0.00	0.00	0.32	0.61
L28537	0.61	0.32	1.91	0.00	0.00	0.32	0.61
L28530	0.55	0.29	1.90	0.00	0.00	0.29	0.55
L28532	0.55	0.29	1.90	0.00	0.00	0.29	0.55
L28563	0.42	0.22	1.90	0.00	0.00	0.22	0.42
L11518	7.58	3.98	1.90	0.00	0.00	0.22	0.42
L11524	8.84	4.64	1.90	0.00	0.00	0.22	0.42
L28376	0.84	0.44	1.90	0.00	0.00	0.22	0.42
L28509	0.12	0.22	0.53	0.00	0.00	0.22	0.12

Empresa: ELECTRICARIBE. Circuito: 10806902

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

Method	Connectivity analysis		
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)		
Calculation time period	1969		
Consider Maintenance	No		
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers		
Switching procedures	Concurrently		
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes		
Time to open remote controlled switches	1.00 min.		

Automatic Contingency Definition

Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes
		Protection/switching failures	No

Study Case: Study Case	Annex: / 1

System Summary

System Average Interruption Frequency Index	SAIFI =	3.906029	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI =	3.906029	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	SAIDI =	7.493	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI =	1.918	h
Average Service Availability Index	ASAI =	0.9991446391	
Average Service Unavailability Index	ASUI =	0.0008553609	
Energy Not Supplied	ENS =	5.082	MWh/a
Average Energy Not Supplied	AENS =	0.001	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	ACCI =	0.001	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	EIC =	0.000	M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	IEAR =	0.000	$/kWh
System energy shed	SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	ASIFI =	3.722549	1/a
Average System Interruption Duration Index	ASIDI =	7.144676	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	MAIFI =	0.000000	1/Ca

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

- Automatic Power Restoration
- Connectivity analysis - 0

Selection = Whole System

No = Common mode | No = Independent second failures
Yes = Busbars / terminals | Yes = Double earth faults
Yes = Lines / cables | No = Consider Maintenance
Yes = Transformers

Study Case: Study Case | Annex: / 1

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
L-65729081	51.94	27.08	1.92	0.04	0.00	6.77	12.98
L-65729082	311.63	162.47	1.92	0.03	0.00	6.77	12.98
L-65728833	256.81	133.91	1.92	0.03	0.00	6.70	12.84
L-65729087	472.95	246.66	1.92	0.03	0.00	6.67	12.78
L-65421992	63.66	33.19	1.92	0.02	0.00	6.64	12.73
L-65729079	63.66	33.19	1.92	0.03	0.00	6.64	12.73
L-65422022	407.42	212.45	1.92	0.04	0.00	6.64	12.73
L-65729088	12.73	6.64	1.92	0.02	0.00	6.64	12.73
L-65729089	12.73	6.64	1.92	0.02	0.00	6.64	12.73
L-65729090	12.73	6.64	1.92	0.02	0.00	6.64	12.73
L-65729091	12.73	6.64	1.92	0.01	0.00	6.64	12.73
L-65749662	178.25	92.95	1.92	0.03	0.00	6.64	12.73
L-65728823	23.84	12.44	1.92	0.02	0.00	6.22	11.92
L-65728826	190.72	99.53	1.92	0.03	0.00	6.22	11.92
L-65728815	11.75	6.13	1.92	0.04	0.00	6.13	11.75
L-65421990	58.61	30.58	1.92	0.02	0.00	6.12	11.72
L-65712888	117.21	61.17	1.92	0.02	0.00	6.12	11.72
L-65712937	117.21	61.17	1.92	0.02	0.00	6.12	11.72
L-65728866	117.21	61.17	1.92	0.02	0.00	6.12	11.72
L-65719445	222.71	116.22	1.92	0.02	0.00	6.12	11.72
L-65712865	70.33	36.70	1.92	0.02	0.00	6.12	11.72
L-65728819	35.16	18.35	1.92	0.02	0.00	6.12	11.72
L-65728863	70.33	36.70	1.92	0.02	0.00	6.12	11.72
L-65728864	140.66	73.40	1.92	0.02	0.00	6.12	11.72
L-65728818	23.44	12.23	1.92	0.02	0.00	6.12	11.72

L-65728840	187.54	97.87	1.92	0.03	0.00	6.12	11.72
L-65728875	23.44	12.23	1.92	0.02	0.00	6.12	11.72
L-65729588	23.44	12.23	1.92	0.02	0.00	6.12	11.72
L-65728821	246.15	128.46	1.92	0.03	0.00	6.12	11.72
L-65719529	164.10	85.64	1.92	0.03	0.00	6.12	11.72
L-65728861	128.94	67.29	1.92	0.03	0.00	6.12	11.72
L-65729014	145.54	76.18	1.91	0.01	0.00	5.86	11.20
L-65719456	179.13	93.76	1.91	0.01	0.00	5.86	11.20
L-65729012	89.56	46.88	1.91	0.01	0.00	5.86	11.20
L-65729010	246.30	128.92	1.91	0.01	0.00	5.86	11.20
L-65728838	153.17	80.17	1.91	0.01	0.00	5.73	10.94
L-65719460	54.40	28.47	1.91	0.01	0.00	5.69	10.88
L-65719495	65.28	34.17	1.91	0.01	0.00	5.69	10.88
L-65719501	65.28	34.17	1.91	0.01	0.00	5.69	10.88
L-65719502	174.08	91.11	1.91	0.01	0.00	5.69	10.88
L-65719459	163.20	85.41	1.91	0.01	0.00	5.69	10.88
L-65765305	10.55	5.48	1.93	0.01	0.00	5.48	10.55
L-65765306	10.55	5.48	1.93	0.01	0.00	5.48	10.55
L-65765307	10.55	5.48	1.93	0.01	0.00	5.48	10.55
L-65765308	10.55	5.48	1.93	0.01	0.00	5.48	10.55
L-65765309	10.55	5.48	1.93	0.01	0.00	5.48	10.55
L-65765310	10.55	5.48	1.93	0.01	0.00	5.48	10.55
L-65765311	10.55	5.48	1.93	0.01	0.00	5.48	10.55
L-65765312	10.55	5.48	1.93	0.01	0.00	5.48	10.55
L-65719458	52.07	27.25	1.91	0.01	0.00	5.45	10.41
L-65719454	197.86	103.56	1.91	0.02	0.00	5.45	10.41
L-65749576	270.75	141.71	1.91	0.02	0.00	5.45	10.41
L-65719444	41.65	21.80	1.91	0.02	0.00	5.45	10.41
L-65728828	239.51	125.36	1.91	0.01	0.00	5.45	10.41
L-65421991	114.55	59.95	1.91	0.03	0.00	5.45	10.41
L-65719453	114.55	59.95	1.91	0.01	0.00	5.45	10.41
L-65719457	145.79	76.30	1.91	0.01	0.00	5.45	10.41
L-65712924	133.49	69.78	1.91	0.01	0.00	5.37	10.27
L-65728230	123.22	64.41	1.91	0.01	0.00	5.37	10.27
L-65759220	10.27	5.37	1.91	0.01	0.00	5.37	10.27
L-65728229	236.18	123.45	1.91	0.02	0.00	5.37	10.27
L-65728044	121.16	62.85	1.93	0.01	0.00	5.24	10.10
L-65725629	20.13	10.44	1.93	0.02	0.00	5.22	10.07
L-65728047	40.26	20.88	1.93	0.01	0.00	5.22	10.07
L-65725633	50.33	26.10	1.93	0.02	0.00	5.22	10.07
L-65725636	100.65	52.19	1.93	0.02	0.00	5.22	10.07
L-65728046	100.65	52.19	1.93	0.02	0.00	5.22	10.07
L-65728048	201.30	104.39	1.93	0.02	0.00	5.22	10.07
L-65725631	90.59	46.98	1.93	0.01	0.00	5.22	10.07
L-65725637	60.39	31.32	1.93	0.02	0.00	5.22	10.07
L-65725627	70.46	36.54	1.93	0.02	0.00	5.22	10.07
L-65725632	140.91	73.07	1.93	0.02	0.00	5.22	10.07

L-65749648	140.91	73.07	1.93	0.02	0.00	5.22	10.07
L-65742921	231.50	120.05	1.93	0.01	0.00	5.22	10.07
L-65749857	422.74	219.22	1.93	0.02	0.00	5.22	10.07
L-65743031	176.90	92.49	1.91	0.01	0.00	5.14	9.83
L-65712929	235.86	123.32	1.91	0.01	0.00	5.14	9.83
L-65712932	39.31	20.55	1.91	0.01	0.00	5.14	9.83
L-65422021	351.34	183.84	1.91	0.03	0.00	5.11	9.76
L-65421994	273.26	142.98	1.91	0.03	0.00	5.11	9.76
L-65728244	87.01	45.47	1.91	0.01	0.00	5.05	9.67
L-65728135	29.00	15.16	1.91	0.01	0.00	5.05	9.67
L-65728211	125.69	65.68	1.91	0.02	0.00	5.05	9.67
L-65728194	154.69	80.84	1.91	0.01	0.00	5.05	9.67
L-65728196	77.35	40.42	1.91	0.02	0.00	5.05	9.67
L-65728212	9.67	5.05	1.91	0.01	0.00	5.05	9.67
L-65728144	67.68	35.37	1.91	0.01	0.00	5.05	9.67
L-65728001	9.57	4.95	1.93	0.01	0.00	4.95	9.57
L-65728755	28.57	14.95	1.91	0.01	0.00	4.98	9.52
L-65421988	276.17	144.54	1.91	0.01	0.00	4.98	9.52
L-65421989	419.02	219.30	1.91	0.02	0.00	4.98	9.52
L-65421995	85.71	44.84	1.91	0.02	0.00	4.98	9.52
L-65712920	28.57	14.95	1.91	0.01	0.00	4.98	9.52
L-65757167	28.57	14.95	1.91	0.01	0.00	4.98	9.52
L-65712901	47.61	24.91	1.91	0.01	0.00	4.98	9.52
L-65727995	75.56	39.09	1.93	0.01	0.00	4.89	9.44
L-65727996	9.44	4.89	1.93	0.01	0.00	4.89	9.44
L-65727998	358.91	185.68	1.93	0.02	0.00	4.89	9.44
L-65727997	264.46	136.82	1.93	0.02	0.00	4.89	9.44
L-65745949	165.99	86.89	1.91	0.01	0.00	4.83	9.22
L-65757165	46.11	24.14	1.91	0.01	0.00	4.83	9.22
L-65712931	230.54	120.68	1.91	0.02	0.00	4.83	9.22
L-65747607	64.55	33.79	1.91	0.01	0.00	4.83	9.22
L-65712925	218.81	114.50	1.91	0.01	0.00	4.77	9.12
L-65728179	27.35	14.31	1.91	0.02	0.00	4.77	9.12
L-65719320	81.65	42.26	1.93	0.01	0.00	4.70	9.07
L-65719322	72.58	37.57	1.93	0.01	0.00	4.70	9.07
L-65728004	45.36	23.48	1.93	0.01	0.00	4.70	9.07
L-65719323	217.74	112.70	1.93	0.02	0.00	4.70	9.07
L-65728042	371.81	192.45	1.93	0.02	0.00	4.69	9.07
L-65731708	18.12	9.38	1.93	0.01	0.00	4.69	9.06
L-65729255	63.43	32.82	1.93	0.01	0.00	4.69	9.06
L-65750554	9.05	4.68	1.93	0.01	0.00	4.68	9.05
L-65729251	54.31	28.10	1.93	0.01	0.00	4.68	9.05
L-65727991	80.47	41.63	1.93	0.02	0.00	4.63	8.94
L-65727993	116.23	60.14	1.93	0.01	0.00	4.63	8.94
L-65719313	240.53	124.52	1.93	0.01	0.00	4.61	8.91
L-65719314	311.80	161.41	1.93	0.02	0.00	4.61	8.91
L-65728038	267.26	138.35	1.93	0.04	0.00	4.61	8.91

L-65729250	71.26	36.86	1.93	0.01	0.00	4.61	8.91
L-65712934	97.89	51.21	1.91	0.02	0.00	4.66	8.90
L-65421996	310.31	162.43	1.91	0.01	0.00	4.64	8.87
L-65421998	70.93	37.13	1.91	0.01	0.00	4.64	8.87
L-65727372	303.29	156.94	1.93	0.02	0.00	4.48	8.67
L-65719318	77.99	40.36	1.93	0.02	0.00	4.48	8.67
L-65729242	155.98	80.71	1.93	0.02	0.00	4.48	8.67
L-65719315	69.32	35.87	1.93	0.01	0.00	4.48	8.67
L-65719319	69.32	35.87	1.93	0.01	0.00	4.48	8.67
L-65719327	69.32	35.87	1.93	0.01	0.00	4.48	8.67
L-65719329	69.32	35.87	1.93	0.01	0.00	4.48	8.67
L-65727374	17.33	8.97	1.93	0.01	0.00	4.48	8.67
L-65727378	43.33	22.42	1.93	0.01	0.00	4.48	8.67
L-65729245	86.66	44.84	1.93	0.01	0.00	4.48	8.67
L-65729248	69.32	35.87	1.93	0.02	0.00	4.48	8.67
L-65729249	43.33	22.42	1.93	0.01	0.00	4.48	8.67
L-65749646	34.66	17.94	1.93	0.02	0.00	4.48	8.67
L-65758808	8.67	4.48	1.93	0.02	0.00	4.48	8.67
L-65758812	8.67	4.48	1.93	0.01	0.00	4.48	8.67
L-65719328	103.99	53.81	1.93	0.01	0.00	4.48	8.67
L-65743270	95.32	49.32	1.93	0.01	0.00	4.48	8.67
L-65727373	60.66	31.39	1.93	0.01	0.00	4.48	8.67
L-65728157	25.84	13.58	1.90	0.02	0.00	4.53	8.61
L-65758829	25.84	13.58	1.90	0.01	0.00	4.53	8.61
L-65758837	8.61	4.53	1.90	0.01	0.00	4.53	8.61
L-65728158	120.60	63.39	1.90	0.01	0.00	4.53	8.61
L-65728131	17.03	8.92	1.91	0.01	0.00	4.46	8.51
L-65728153	352.78	185.51	1.90	0.03	0.00	4.31	8.20
L-65728137	82.04	43.14	1.90	0.01	0.00	4.31	8.20
L-65728141	262.53	138.05	1.90	0.04	0.00	4.31	8.20
L-65728142	262.53	138.05	1.90	0.04	0.00	4.31	8.20
L-65728146	65.63	34.51	1.90	0.01	0.00	4.31	8.20
L-65728154	311.76	163.94	1.90	0.04	0.00	4.31	8.20
L-65421984	402.01	211.40	1.90	0.02	0.00	4.31	8.20
L-65712870	8.13	4.27	1.91	0.01	0.00	4.27	8.13
L-65719370	40.64	21.33	1.91	0.02	0.00	4.27	8.13
L-65712857	71.52	37.54	1.91	0.02	0.00	4.17	7.95

Study Case: Study Case	Annex: / 2

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
L-65712856	31.79	16.68	1.91	0.01	0.00	4.17	7.95
L-65712858	31.79	16.68	1.91	0.02	0.00	4.17	7.95
L-65728128	39.73	20.85	1.91	0.01	0.00	4.17	7.95
L-65421983	389.39	204.37	1.91	0.04	0.00	4.17	7.95
L-65741009	15.13	7.94	1.91	0.02	0.00	3.97	7.57
L-65712653	52.96	27.77	1.91	0.01	0.00	3.97	7.57
L-65728204	166.45	87.29	1.91	0.01	0.00	3.97	7.57
L-65728124	59.28	31.17	1.90	0.02	0.00	3.90	7.41
L-65712672	103.74	54.55	1.90	0.02	0.00	3.90	7.41
L-65712644	88.73	46.50	1.91	0.02	0.00	3.88	7.39
L-65712634	66.54	34.88	1.91	0.02	0.00	3.88	7.39
L-65712648	66.54	34.88	1.91	0.02	0.00	3.88	7.39
L-65728115	44.10	23.17	1.90	0.02	0.00	3.86	7.35
L-65712667	29.40	15.45	1.90	0.02	0.00	3.86	7.35
L-65728112	7.35	3.86	1.90	0.01	0.00	3.86	7.35
L-65757170	7.35	3.86	1.90	0.01	0.00	3.86	7.35
L-65712668	36.75	19.31	1.90	0.02	0.00	3.86	7.35
L-65728118	36.75	19.31	1.90	0.01	0.00	3.86	7.35
L-65741789	36.75	19.31	1.90	0.02	0.00	3.86	7.35
L-65749606	73.49	38.62	1.90	0.01	0.00	3.86	7.35
L-65737669	7.06	3.70	1.91	0.02	0.00	3.70	7.06
L-65750865	7.06	3.70	1.91	0.02	0.00	3.70	7.06
L-65728198	134.15	70.35	1.91	0.02	0.00	3.70	7.06
L-65757166	49.42	25.92	1.91	0.02	0.00	3.70	7.06
L-65728108	111.52	58.52	1.91	0.01	0.00	3.66	6.97
L-65728110	6.87	3.60	1.91	0.02	0.00	3.60	6.87
L-65759961	6.87	3.60	1.91	0.05	0.00	3.60	6.87
L-65757159	604.12	317.03	1.91	0.05	0.00	3.60	6.87
L-65757404	237.01	124.53	1.90	0.05	0.00	3.56	6.77
L-65712629	27.09	14.23	1.90	0.02	0.00	3.56	6.77
L-65762557	6.77	3.56	1.90	0.02	0.00	3.56	6.77
L-65712624	345.36	181.46	1.90	0.05	0.00	3.56	6.77
L-65744789	623.40	326.93	1.91	0.04	0.00	3.52	6.70
L-65421981	6.70	3.52	1.91	0.01	0.00	3.52	6.70
L-65757157	6.70	3.52	1.91	0.01	0.00	3.52	6.70
L-65712620	301.64	158.19	1.91	0.04	0.00	3.52	6.70
L-65712657	415.60	217.95	1.91	0.04	0.00	3.52	6.70
L-65712659	93.84	49.22	1.91	0.01	0.00	3.52	6.70
L-65421980	449.11	235.53	1.91	0.03	0.00	3.52	6.70
L-65712615	154.17	80.85	1.91	0.01	0.00	3.52	6.70
L-65727350	165.62	85.65	1.93	0.01	0.00	3.43	6.62

L-65727341	53.00	27.41	1.93	0.01	0.00	3.43	6.62
L-65727364	53.00	27.41	1.93	0.01	0.00	3.43	6.62
L-65727365	106.00	54.81	1.93	0.01	0.00	3.43	6.62
L-65727344	66.25	34.26	1.93	0.01	0.00	3.43	6.62
L-65727363	33.12	17.13	1.93	0.01	0.00	3.43	6.62
L-65727366	33.12	17.13	1.93	0.01	0.00	3.43	6.62
L-65727368	19.87	10.28	1.93	0.01	0.00	3.43	6.62
L-65727347	125.87	65.09	1.93	0.01	0.00	3.43	6.62
L-65712541	6.54	3.39	1.93	0.01	0.00	3.39	6.54
L-65712535	221.48	114.67	1.93	0.02	0.00	3.37	6.51
L-65712533	39.08	20.24	1.93	0.01	0.00	3.37	6.51
L-65719448	6.51	3.37	1.93	0.02	0.00	3.37	6.51
L-65719684	6.51	3.37	1.93	0.01	0.00	3.37	6.51
L-65728087	26.06	13.49	1.93	0.01	0.00	3.37	6.51
L-65728094	13.03	6.75	1.93	0.01	0.00	3.37	6.51
L-65742084	104.22	53.96	1.93	0.04	0.00	3.37	6.51
L-65749013	13.03	6.75	1.93	0.01	0.00	3.37	6.51
L-65749613	97.71	50.59	1.93	0.01	0.00	3.37	6.51
L-65761572	6.45	3.33	1.94	0.01	0.00	3.33	6.45
L-65727311	276.49	142.76	1.94	0.03	0.00	3.32	6.43
L-65727321	25.72	13.28	1.94	0.01	0.00	3.32	6.43
L-65727318	128.60	66.40	1.94	0.01	0.00	3.32	6.43
L-65727316	19.29	9.96	1.94	0.01	0.00	3.32	6.43
L-65747353	96.45	49.80	1.94	0.01	0.00	3.32	6.43
L-65422016	267.20	139.78	1.91	0.03	0.00	3.33	6.36
L-65744156	209.95	109.82	1.91	0.03	0.00	3.33	6.36
L-65728169	38.17	19.97	1.91	0.01	0.00	3.33	6.36
L-65422017	6.36	3.33	1.91	0.06	0.00	3.33	6.36
L-65760353	6.36	3.33	1.91	0.02	0.00	3.33	6.36
L-65421979	248.12	129.79	1.91	0.04	0.00	3.33	6.36
L-65728163	563.56	294.01	1.92	0.04	0.00	3.23	6.19
L-65749626	12.35	6.45	1.92	0.01	0.00	3.22	6.18
L-65712526	36.78	19.19	1.92	0.02	0.00	3.20	6.13
L-65728101	18.39	9.59	1.92	0.01	0.00	3.20	6.13
L-65743925	36.78	19.19	1.92	0.01	0.00	3.20	6.13
L-65712341	6.13	3.20	1.92	0.01	0.00	3.20	6.13
L-65712528	67.44	35.17	1.92	0.01	0.00	3.20	6.13
L-65728102	12.26	6.40	1.92	0.01	0.00	3.20	6.13
L-65757152	12.26	6.40	1.92	0.01	0.00	3.20	6.13
L-65757154	392.36	204.65	1.92	0.03	0.00	3.20	6.13
L-65728100	85.83	44.77	1.92	0.02	0.00	3.20	6.13
L-65749636	42.91	22.38	1.92	0.01	0.00	3.20	6.13
L-65728099	367.83	191.85	1.92	0.04	0.00	3.20	6.13
L-65757155	453.66	236.62	1.92	0.03	0.00	3.20	6.13
L-65727334	17.01	8.79	1.94	0.01	0.00	2.93	5.67
L-65727338	124.75	64.45	1.94	0.01	0.00	2.93	5.67
L-65712322	5.64	2.93	1.93	0.02	0.00	2.93	5.64

L-65757151	225.72	117.16	1.93	0.02	0.00	2.86	5.51
L-65749620	198.19	102.87	1.93	0.02	0.00	2.86	5.51
L-65712315	5.51	2.86	1.93	0.01	0.00	2.86	5.51
L-65712531	120.92	62.59	1.93	0.02	0.00	2.84	5.50
L-65728051	5.42	2.81	1.93	0.01	0.00	2.81	5.42
L-65759226	5.42	2.81	1.93	0.01	0.00	2.81	5.42
L-65752248	5.39	2.79	1.93	0.01	0.00	2.79	5.39
L-65760400	5.39	2.79	1.93	0.01	0.00	2.79	5.39
L-65765884	5.39	2.79	1.93	0.07	0.00	2.79	5.39
L-65712306	129.26	67.00	1.93	0.00	0.00	2.79	5.39
L-65712287	220.60	114.35	1.93	0.01	0.00	2.72	5.25
L-65712290	31.51	16.34	1.93	0.01	0.00	2.72	5.25
L-65727999	15.76	8.17	1.93	0.01	0.00	2.72	5.25
L-65742082	15.76	8.17	1.93	0.01	0.00	2.72	5.25
L-65712288	278.37	144.31	1.93	0.02	0.00	2.72	5.25
L-65728003	5.25	2.72	1.93	0.00	0.00	2.72	5.25
L-65712293	57.78	29.95	1.93	0.01	0.00	2.72	5.25
L-65728002	57.78	29.95	1.93	0.01	0.00	2.72	5.25
L-65728045	5.24	2.71	1.93	0.01	0.00	2.71	5.24
L-65712300	125.06	64.70	1.93	0.03	0.00	2.70	5.21
L-65712529	5.21	2.70	1.93	0.01	0.00	2.70	5.21
L-65712530	10.42	5.39	1.93	0.03	0.00	2.70	5.21
L-65728039	286.60	148.26	1.93	0.02	0.00	2.70	5.21
L-65712302	161.54	83.57	1.93	0.01	0.00	2.70	5.21
L-65727419	87.89	45.48	1.93	0.01	0.00	2.68	5.17
L-65727421	67.21	34.78	1.93	0.00	0.00	2.68	5.17
L-65727418	41.36	21.40	1.93	0.01	0.00	2.68	5.17
L-65727422	25.85	13.38	1.93	0.01	0.00	2.68	5.17
L-65727424	41.36	21.40	1.93	0.01	0.00	2.68	5.17
L-65757163	10.34	5.35	1.93	0.01	0.00	2.68	5.17
L-65729400	83.03	42.94	1.93	0.01	0.00	2.53	4.88
L-65712248	4.88	2.53	1.93	0.01	0.00	2.53	4.88
L-65766271	4.88	2.53	1.93	0.02	0.00	2.53	4.88
L-65727994	23.21	12.01	1.93	0.00	0.00	2.40	4.64
L-65712296	9.25	4.78	1.93	0.01	0.00	2.39	4.62
L-65729399	150.26	77.76	1.93	0.01	0.00	2.36	4.55
L-65712209	4.53	2.35	1.93	0.00	0.00	2.35	4.53
L-65712236	76.68	39.66	1.93	0.01	0.00	2.33	4.51
L-65712244	76.68	39.66	1.93	0.01	0.00	2.33	4.51
L-65727414	27.06	14.00	1.93	0.01	0.00	2.33	4.51
L-65727992	54.13	28.00	1.93	0.03	0.00	2.33	4.51
L-65712234	4.51	2.33	1.93	0.01	0.00	2.33	4.51
L-65712251	4.51	2.33	1.93	0.01	0.00	2.33	4.51
L-65712255	4.51	2.33	1.93	0.00	0.00	2.33	4.51
L-65712262	18.04	9.33	1.93	0.01	0.00	2.33	4.51
L-65757168	9.02	4.67	1.93	0.00	0.00	2.33	4.51
L-65762262	4.51	2.33	1.93	0.01	0.00	2.33	4.51

L-65727394	3.60	1.86	1.93	0.01	0.00	1.86	3.60
L-65727395	3.60	1.86	1.93	0.00	0.00	1.86	3.60
L-65712158	3.48	1.80	1.93	0.00	0.00	1.80	3.48
L-65712177	122.84	63.52	1.93	0.01	0.00	1.72	3.32
L-65712173	152.72	78.97	1.93	0.01	0.00	1.72	3.32
L-65712169	6.64	3.43	1.93	0.01	0.00	1.72	3.32
L-65727382	3.32	1.72	1.93	0.01	0.00	1.72	3.32
L-65727385	33.20	17.17	1.93	0.01	0.00	1.72	3.32
L-65727388	3.32	1.72	1.93	0.01	0.00	1.72	3.32
L-65727390	13.28	6.87	1.93	0.01	0.00	1.72	3.32
L-65729492	13.28	6.87	1.93	0.00	0.00	1.72	3.32
L-65737473	53.12	27.47	1.93	0.01	0.00	1.72	3.32
L-65749223	3.32	1.72	1.93	0.00	0.00	1.72	3.32
L-65757162	16.60	8.58	1.93	0.00	0.00	1.72	3.32
L-65729498	36.52	18.88	1.93	0.01	0.00	1.72	3.32
L-65757172	73.04	37.77	1.93	0.01	0.00	1.72	3.32
L-65729501	9.96	5.15	1.93	0.00	0.00	1.72	3.32
L-65727284	36.66	18.86	1.94	0.00	0.00	1.11	2.16
L-65749670	19.41	9.99	1.94	0.00	0.00	1.11	2.16
L-65727282	25.88	13.32	1.94	0.00	0.00	1.11	2.16
L-65749691	4.31	2.22	1.94	0.00	0.00	1.11	2.16
L-65727287	16.40	8.43	1.95	0.00	0.00	0.94	1.82
L-65712150	1.77	0.92	1.93	0.00	0.00	0.92	1.77
L-65758805	1.77	0.92	1.93	0.00	0.00	0.92	1.77
L-65727280	21.15	10.85	1.95	0.00	0.00	0.90	1.76
L-65747289	1.76	0.90	1.95	0.00	0.00	0.90	1.76
L-65747290	1.76	0.90	1.95	0.00	0.00	0.90	1.76
L-65727285	12.34	6.33	1.95	0.00	0.00	0.90	1.76
L-65712152	3.34	1.73	1.94	0.00	0.00	0.86	1.67
L-65729494	40.11	20.71	1.94	0.00	0.00	0.86	1.67
L-65729495	26.74	13.81	1.94	0.00	0.00	0.86	1.67
L-65749659	1.67	0.86	1.94	0.00	0.00	0.86	1.67
L-65712009	1.29	0.66	1.94	0.00	0.00	0.66	1.29
L-65712143	12.86	6.62	1.94	0.00	0.00	0.66	1.29
L-65737145	5.14	2.65	1.94	0.00	0.00	0.66	1.29
L-65757171	1.29	0.66	1.94	0.00	0.00	0.66	1.29

Study Case: Study Case	Annex: / 3

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
L-65727277	1.22	0.62	1.95	0.00	0.00	0.62	1.22
L-65727275	1.21	0.62	1.96	0.00	0.00	0.62	1.21
L-65727276	24.33	12.44	1.96	0.00	0.00	0.57	1.11
L-65727271	1.08	0.55	1.96	0.00	0.00	0.55	1.08

L-65727273	2.15	1.10	1.96	0.00	0.00	0.55	1.08
L-65727274	3.23	1.65	1.96	0.00	0.00	0.55	1.08
L-65712000	8.88	4.55	1.95	0.00	0.00	0.51	0.99
L-65711996	17.99	9.20	1.96	0.00	0.00	0.48	0.95
L-65712002	10.42	5.32	1.96	0.00	0.00	0.48	0.95
L-65712004	3.79	1.94	1.96	0.00	0.00	0.48	0.95
L-65727269	1.36	0.69	1.96	0.00	0.00	0.23	0.45
L-65757161	0.66	0.33	1.97	0.00	0.00	0.17	0.33

Empresa: ELECTRICARIBE. Circuito: 10837601

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/18/2014

Reliability Assessment

Method	Connectivity analysis
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)
Calculation time period	1969
Consider Maintenance	No
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers
Switching procedures	Concurrently
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes
Time to open remote controlled switches	1.00 min.

Automatic Contingency Definition

Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes
		Protection/switching failures	No

Study Case: Study Case	Annex: / 1

System Summary

System Average Interruption Frequency Index	SAIFI =	0.477722	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI =	0.477722	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	SAIDI =	0.621	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI =	1.300	h
Average Service Availability Index	ASAI =	0.9999291051	
Average Service Unavailability Index	ASUI =	0.0000708949	
Energy Not Supplied	ENS =	0.706	MWh/a
Average Energy Not Supplied	AENS =	0.000	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	ACCI =	0.000	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	EIC =	0.000	M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	IEAR =	0.000	$/kWh
System energy shed	SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	ASIFI =	0.581756	1/a
Average System Interruption Duration Index	ASIDI =	0.756283	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	MAIFI =	0.000000	1/Ca

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/18/2014

Reliability Assessment

- Automatic Power Restoration
- Connectivity analysis - 0

Selection = Whole System

No = Common mode | No = Independent second failures
Yes = Busbars / terminals | Yes = Double earth faults
Yes = Lines / cables | No = Consider Maintenance
Yes = Transformers

Study Case: Study Case | Annex: / 1

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
L-65011955	2.43	1.87	1.30	0.00	0.00	0.94	1.22
L-65011956	1.22	0.94	1.30	0.01	0.00	0.94	1.22
L-65011957	1.22	0.94	1.30	0.01	0.00	0.94	1.22
L-65011958	1.22	0.94	1.30	0.01	0.00	0.94	1.22
L-65011959	1.22	0.94	1.30	0.00	0.00	0.94	1.22
L-65011961	1.22	0.94	1.30	0.00	0.00	0.94	1.22
L-65011962	1.22	0.94	1.30	0.00	0.00	0.94	1.22
L-65011963	1.22	0.94	1.30	0.00	0.00	0.94	1.22
L-65728991	1.22	0.94	1.30	0.01	0.00	0.94	1.22
L-65011992	2.31	1.78	1.30	0.01	0.00	0.89	1.15
L-65011993	1.15	0.88	1.30	0.01	0.00	0.88	1.15
L-65011994	2.29	1.76	1.30	0.01	0.00	0.88	1.15
L-65011995	1.15	0.88	1.30	0.01	0.00	0.88	1.15
L-65011996	2.29	1.76	1.30	0.01	0.00	0.88	1.15
L-65011997	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65011999	1.15	0.88	1.30	0.01	0.00	0.88	1.15
L-65012000	1.15	0.88	1.30	0.01	0.00	0.88	1.15
L-65012001	1.15	0.88	1.30	0.01	0.00	0.88	1.15
L-65012002	1.15	0.88	1.30	0.01	0.00	0.88	1.15
L-65012003	1.15	0.88	1.30	0.01	0.00	0.88	1.15
L-65015251	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65721738	1.15	0.88	1.30	0.01	0.00	0.88	1.15
L-65724203	1.15	0.88	1.30	0.01	0.00	0.88	1.15
L-65725226	1.15	0.88	1.30	0.01	0.00	0.88	1.15
L-65725870	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15

L-65746515	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65746520	2.29	1.76	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65748651	1.15	0.88	1.30	0.01	0.00	0.88	1.15
L-65761286	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761287	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761288	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761290	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761291	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761292	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761293	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761294	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761295	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761296	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761297	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761298	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761299	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761304	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761305	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761306	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761307	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761308	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761328	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761329	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761330	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65761331	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65765617	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65765618	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65765619	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65765620	1.15	0.88	1.30	0.00	0.00	0.88	1.15
L-65014263	0.99	0.76	1.30	0.01	0.00	0.76	0.99
L-65014264	0.99	0.76	1.30	0.00	0.00	0.76	0.99
L-65014265	0.99	0.76	1.30	0.00	0.00	0.76	0.99
L-65014266	0.99	0.76	1.30	0.00	0.00	0.76	0.99
L-65015252	0.99	0.76	1.30	0.00	0.00	0.76	0.99
L-65729098	0.99	0.76	1.30	0.00	0.00	0.76	0.99
L-65740712	0.94	0.73	1.30	0.00	0.00	0.73	0.94
L-65753017	0.94	0.73	1.30	0.00	0.00	0.73	0.94
L-65719230	41.53	31.94	1.30	0.01	0.00	0.73	0.94
L-65014274	49.61	38.16	1.30	0.01	0.00	0.72	0.94
L-65014267	0.94	0.72	1.30	0.01	0.00	0.72	0.94
L-65014268	0.94	0.72	1.30	0.00	0.00	0.72	0.94
L-65014269	1.87	1.44	1.30	0.01	0.00	0.72	0.94
L-65014270	18.72	14.40	1.30	0.01	0.00	0.72	0.94
L-65014271	2.81	2.16	1.30	0.01	0.00	0.72	0.94
L-65014272	3.74	2.88	1.30	0.01	0.00	0.72	0.94
L-65014273	0.94	0.72	1.30	0.01	0.00	0.72	0.94
L-65015232	2.81	2.16	1.30	0.00	0.00	0.72	0.94

L-65741391	0.94	0.72	1.30	0.00	0.00	0.72	0.94
L-65743501	0.94	0.72	1.30	0.00	0.00	0.72	0.94
L-65750699	0.94	0.72	1.30	0.00	0.00	0.72	0.94
L-65760991	0.94	0.72	1.30	0.00	0.00	0.72	0.94
L-65766041	0.94	0.72	1.30	0.00	0.00	0.72	0.94
L-65729104	0.83	0.64	1.30	0.01	0.00	0.64	0.83
L-65015233	0.82	0.63	1.30	0.00	0.00	0.63	0.82
L-65713046	0.82	0.63	1.30	0.00	0.00	0.63	0.82
L-65766009	0.82	0.63	1.30	0.00	0.00	0.63	0.82
L-65741327	0.81	0.62	1.30	0.00	0.00	0.62	0.81
L-65725453	0.80	0.62	1.30	0.00	0.00	0.62	0.80
L-65015234	13.53	10.40	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65011964	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65011965	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65011966	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65011967	0.80	0.61	1.30	0.01	0.00	0.61	0.80
L-65014260	3.98	3.06	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65014261	1.59	1.22	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65718033	6.36	4.90	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65718034	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65741333	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766401	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766403	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766404	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766405	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766406	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766407	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766408	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766409	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766410	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766411	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766412	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766413	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766414	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766415	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65766420	0.80	0.61	1.30	0.00	0.00	0.61	0.80
L-65724954	3.12	2.40	1.30	0.01	0.00	0.60	0.78
L-65011985	0.77	0.59	1.30	0.00	0.00	0.59	0.77
L-65712598	1.54	1.19	1.30	0.02	0.00	0.59	0.77
L-65721829	21.62	16.63	1.30	0.00	0.00	0.59	0.77
L-65732356	1.54	1.19	1.30	0.00	0.00	0.59	0.77
L-65760454	0.77	0.59	1.30	0.00	0.00	0.59	0.77
L-65011980	57.91	44.55	1.30	0.00	0.00	0.59	0.77
L-65011982	62.55	48.11	1.30	0.01	0.00	0.59	0.77
L-65011983	60.23	46.33	1.30	0.00	0.00	0.59	0.77
L-65721831	20.85	16.04	1.30	0.00	0.00	0.59	0.77
L-65746516	15.89	12.22	1.30	0.00	0.00	0.58	0.76

L-65014258	12.86	9.89	1.30	0.00	0.00	0.58	0.76
L-65014256	19.67	15.13	1.30	0.00	0.00	0.58	0.76
L-65014257	0.76	0.58	1.30	0.00	0.00	0.58	0.76
L-65014259	0.76	0.58	1.30	0.00	0.00	0.58	0.76
L-65718028	5.30	4.07	1.30	0.00	0.00	0.58	0.76
L-65753760	0.76	0.58	1.30	0.00	0.00	0.58	0.76
L-65726416	12.92	9.94	1.30	0.00	0.00	0.55	0.72
L-65726417	30.86	23.74	1.30	0.00	0.00	0.55	0.72
L-65011978	25.97	19.98	1.30	0.00	0.00	0.54	0.70
L-65011977	0.70	0.54	1.30	0.00	0.00	0.54	0.70
L-65011987	15.44	11.88	1.30	0.00	0.00	0.54	0.70
L-65011988	0.70	0.54	1.30	0.00	0.00	0.54	0.70
L-65011989	28.08	21.60	1.30	0.00	0.00	0.54	0.70
L-65011990	1.40	1.08	1.30	0.00	0.00	0.54	0.70
L-65752423	0.70	0.54	1.30	0.00	0.00	0.54	0.70
L-65752449	0.70	0.54	1.30	0.00	0.00	0.54	0.70
L-65011986	63.88	49.14	1.30	0.00	0.00	0.54	0.70
L-65011981	47.03	36.18	1.30	0.00	0.00	0.54	0.70
L-65011991	32.99	25.38	1.30	0.00	0.00	0.54	0.70
L-65011979	16.15	12.42	1.30	0.00	0.00	0.54	0.70
L-65011968	19.45	14.96	1.30	0.00	0.00	0.52	0.67
L-65011969	0.67	0.52	1.30	0.00	0.00	0.52	0.67
L-65011970	4.02	3.10	1.30	0.00	0.00	0.52	0.67
L-65011971	12.07	9.29	1.30	0.00	0.00	0.52	0.67
L-65011973	54.37	41.82	1.30	0.00	0.00	0.51	0.66
L-65011974	34.48	26.52	1.30	0.00	0.00	0.51	0.66
L-65011972	26.52	20.40	1.30	0.00	0.00	0.51	0.66
L-65757533	27.52	21.17	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66
L-65757525	19.00	14.62	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66
L-65757523	29.48	22.68	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66
L-65014280	72.73	55.94	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66
L-65757522	23.59	18.14	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66
L-65757526	7.21	5.54	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66
L-65757529	26.21	20.16	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66
L-65014276	58.31	44.86	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66
L-65757528	38.66	29.74	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66
L-65757527	25.55	19.66	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66

Study Case: Study Case	Annex: / 2

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
L-65757530	24.90	19.15	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66
L-65757531	24.90	19.15	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66
L-65757532	17.69	13.61	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66
L-65757524	30.14	23.18	1.30	0.00	0.00	0.50	0.66
L-65011975	9.06	6.97	1.30	0.00	0.00	0.50	0.65
L-65011976	0.65	0.50	1.30	0.00	0.00	0.50	0.65
L-65753793	0.64	0.49	1.30	0.00	0.00	0.49	0.64
L-65752430	0.63	0.49	1.30	0.00	0.00	0.49	0.63
L-65754035	3.16	2.43	1.30	0.00	0.00	0.49	0.63
L-65766339	0.63	0.49	1.30	0.00	0.00	0.49	0.63
L-65728775	16.22	12.48	1.30	0.00	0.00	0.48	0.62
L-65014249	11.86	9.12	1.30	0.00	0.00	0.48	0.62
L-65014252	2.46	1.90	1.30	0.00	0.00	0.47	0.62
L-65014253	3.04	2.34	1.30	0.00	0.00	0.47	0.61
L-65728916	1.83	1.40	1.30	0.00	0.00	0.47	0.61
L-65746512	1.83	1.40	1.30	0.00	0.00	0.47	0.61
L-65753026	0.61	0.47	1.30	0.00	0.00	0.47	0.61
L-65764910	0.61	0.47	1.30	0.00	0.00	0.47	0.61
L-65014247	0.58	0.44	1.30	0.00	0.00	0.44	0.58
L-65014241	11.96	9.20	1.30	0.00	0.00	0.44	0.57
L-65014248	5.12	3.94	1.30	0.00	0.00	0.44	0.57
L-65746526	0.57	0.44	1.30	0.00	0.00	0.44	0.57
L-65764905	0.57	0.44	1.30	0.00	0.00	0.44	0.57
L-65014246	28.08	21.60	1.30	0.00	0.00	0.43	0.56
L-65014245	0.56	0.43	1.30	0.01	0.00	0.43	0.56
L-65011948	7.20	5.54	1.30	0.00	0.00	0.43	0.55
L-65011949	0.55	0.43	1.30	0.00	0.00	0.43	0.55
L-65014243	0.55	0.43	1.30	0.00	0.00	0.43	0.55
L-65014244	1.11	0.85	1.30	0.00	0.00	0.43	0.55
L-65011941	1.64	1.26	1.30	0.00	0.00	0.42	0.55
L-65014250	4.91	3.78	1.30	0.00	0.00	0.42	0.55
L-65746522	3.82	2.94	1.30	0.00	0.00	0.42	0.55
L-65011938	31.22	24.01	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758769	17.76	13.66	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758772	15.61	12.01	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65011950	13.45	10.35	1.30	0.01	0.00	0.41	0.54
L-65758728	22.60	17.39	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758729	13.45	10.35	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758750	11.30	8.69	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758786	22.07	16.97	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65749598	30.68	23.60	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54

L-65011931	7.53	5.80	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65011932	2.15	1.66	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65011936	3.23	2.48	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65011942	0.54	0.41	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65011943	0.54	0.41	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65011944	1.61	1.24	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65011946	5.92	4.55	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65011951	0.54	0.41	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65011953	1.08	0.83	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65011954	11.84	9.11	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65725253	0.54	0.41	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65728845	0.54	0.41	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65730646	0.54	0.41	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65732136	1.08	0.83	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65749595	23.68	18.22	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758740	4.84	3.73	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758743	5.38	4.14	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758745	17.22	13.25	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758747	5.92	4.55	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758748	15.07	11.59	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758749	19.38	14.90	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758751	8.61	6.62	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758752	17.22	13.25	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758754	15.07	11.59	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758759	10.76	8.28	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758763	5.38	4.14	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758765	12.92	9.94	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758766	19.38	14.90	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758768	5.92	4.55	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758770	17.22	13.25	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758771	2.69	2.07	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758773	10.76	8.28	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758775	4.84	3.73	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758778	9.69	7.45	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758780	6.46	4.97	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758782	5.38	4.14	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758787	0.54	0.41	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758788	15.07	11.59	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758791	7.53	5.80	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65766040	0.54	0.41	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758755	8.07	6.21	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758756	16.15	12.42	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758761	32.29	24.84	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758779	20.99	16.15	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758781	18.84	14.49	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758753	14.53	11.18	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65758757	12.38	9.52	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54

L-65758774	12.38	9.52	1.30	0.00	0.00	0.41	0.54
L-65014239	5.07	3.90	1.30	0.00	0.00	0.08	0.10
L-65711080	1.83	1.40	1.30	0.00	0.00	0.08	0.10
L-65014235	5.43	4.18	1.30	0.00	0.00	0.07	0.09
L-65014236	0.09	0.07	1.30	0.00	0.00	0.07	0.09
L-65728843	1.12	0.86	1.30	0.00	0.00	0.07	0.09
L-65757064	0.09	0.07	1.30	0.00	0.00	0.07	0.09
L-65014232	0.09	0.07	1.30	0.00	0.00	0.07	0.09
L-65014234	1.63	1.25	1.30	0.00	0.00	0.07	0.09
L-65711077	0.26	0.20	1.30	0.00	0.00	0.07	0.09
L-65722693	0.09	0.07	1.30	0.00	0.00	0.07	0.09
L-65014233	0.78	0.60	1.30	0.00	0.00	0.06	0.08
L-65014237	0.39	0.30	1.30	0.00	0.00	0.06	0.08
L-65014238	0.08	0.06	1.30	0.00	0.00	0.06	0.08
L-65711066	0.31	0.24	1.30	0.00	0.00	0.06	0.08
L-65728787	0.08	0.06	1.30	0.00	0.00	0.06	0.08
L-65728795	0.55	0.42	1.30	0.00	0.00	0.06	0.08
L-65746519	0.08	0.06	1.30	0.00	0.00	0.06	0.08
L-65711055	0.14	0.11	1.30	0.00	0.00	0.02	0.02
L-65749482	0.02	0.02	1.30	0.00	0.00	0.02	0.02
L-65764613	0.02	0.02	1.30	0.00	0.00	0.02	0.02

Empresa: ELECTROHUILA. Circuito: RIUP

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment			
Method	Connectivity analysis		
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)		
Calculation time period	1969		
Consider Maintenance	No		
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers		
Switching procedures	Concurrently		
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes		
Time to open remote controlled switches	1.00 min.		

Automatic Contingency Definition					
Selection	Whole System				
Busbars / terminals	Yes	Common mode		No	
Lines / cables	Yes	Independent second failures		No	
Transformers	Yes	Double earth faults		Yes	
		Protection/switching failures	No		

Study Case: Study Case	Annex: / 1

System Summary	

System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	0.768972 1/Ca	
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	0.768972 1/Ca	
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	1.461 h/Ca	
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	1.899 h	
Average Service Availability Index	: ASAI =	0.9998332704	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0.0001667296	
Energy Not Supplied	: ENS =	0.306 MWh/a	
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0.000 MWh/Ca	
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	0.001 MWh/Ca	
Expected Interruption Cost	: EIC =	0.000 M$/a	
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0.000 $/kWh	
System energy shed	: SES =	0.000 MWh/a	
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	0.728899 1/a	
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	1.383809 h/a	
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI =	0.000000 1/Ca	

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

- Automatic Power Restoration
- Connectivity analysis - 0

Selection = Whole System

No = Common mode | No = Independent second failures
Yes = Busbars / terminals | Yes = Double earth faults
Yes = Lines / cables | No = Consider Maintenance
Yes = Transformers

Study Case: Study Case | Annex: / 1

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
L-RIUP073	17.87	9.25	1.93	0.00	0.00	1.54	2.98
L-RIUP075	17.87	9.25	1.93	0.00	0.00	1.54	2.98
L-RITP039	23.83	12.34	1.93	0.00	0.00	1.54	2.98
L-RIUP076	26.81	13.88	1.93	0.00	0.00	1.54	2.98
L-RIUP077	11.92	6.17	1.93	0.00	0.00	1.54	2.98
L-RITP017	11.08	5.81	1.91	0.00	0.00	1.45	2.77
L-RITP045	16.63	8.72	1.91	0.00	0.00	1.45	2.77
L-RITP046	8.31	4.36	1.91	0.00	0.00	1.45	2.77
L-RITP047	13.86	7.26	1.91	0.00	0.00	1.45	2.77
L-RITP044	24.29	12.56	1.93	0.00	0.00	1.40	2.70
L-RITP040	35.08	18.14	1.93	0.00	0.00	1.40	2.70
L-RITP033	56.00	29.01	1.93	0.00	0.00	1.21	2.33
L-RITP035	28.00	14.50	1.93	0.00	0.00	1.21	2.33
L-RITP036	2.33	1.21	1.93	0.00	0.00	1.21	2.33
L-RITP043	9.33	4.83	1.93	0.00	0.00	1.21	2.33
L-RIUP072	4.67	2.42	1.93	0.00	0.00	1.21	2.33
L-RIUP078	2.33	1.21	1.93	0.00	0.00	1.21	2.33
L-RITP009	4.67	2.45	1.90	0.00	0.00	1.23	2.33
L-RITP013	11.66	6.13	1.90	0.00	0.00	1.23	2.33
L-RITP014	11.66	6.13	1.90	0.00	0.00	1.23	2.33
L-T04662	11.66	6.13	1.90	0.00	0.00	1.23	2.33
L-RITP020	33.33	17.48	1.91	0.00	0.00	1.17	2.22
L-RITP021	6.67	3.50	1.91	0.00	0.00	1.17	2.22
L-RITP022	13.33	6.99	1.91	0.00	0.00	1.17	2.22
L-RITP023	11.11	5.83	1.91	0.00	0.00	1.17	2.22

L-RITP041	41.30	21.78	1.90	0.00	0.00	1.09	2.07
L-RITP008	16.52	8.71	1.90	0.00	0.00	1.09	2.07
L-RITP042	22.72	11.98	1.90	0.00	0.00	1.09	2.07
L-RIMP001	2.01	1.06	1.90	0.00	0.00	1.06	2.01
L-RITP049	2.01	1.06	1.90	0.01	0.00	1.06	2.01
L-RITP057	2.01	1.06	1.90	0.00	0.00	1.06	2.01
L-RITP012	9.96	5.28	1.89	0.00	0.00	1.06	1.99
L-RITP003	1.93	1.02	1.89	0.00	0.00	1.02	1.93
L-RITP065	3.86	2.04	1.89	0.00	0.00	1.02	1.93
L-RITP018	15.16	8.00	1.89	0.00	0.00	1.00	1.89
L-RITP004	20.57	10.86	1.89	0.00	0.00	0.99	1.87
L-RITP016	23.67	12.52	1.89	0.00	0.00	0.96	1.82
L-RITP005	40.61	21.46	1.89	0.01	0.00	0.93	1.77
L-RITP006	3.53	1.87	1.89	0.01	0.00	0.93	1.77
L-RITP007	22.95	12.13	1.89	0.00	0.00	0.93	1.77
L-RITP070	14.12	7.47	1.89	0.00	0.00	0.93	1.77
L-RITP024	18.08	9.57	1.89	0.00	0.00	0.87	1.64
L-RITP026	22.80	12.08	1.89	0.00	0.00	0.86	1.63
L-RIUP034	12.84	6.81	1.89	0.00	0.00	0.85	1.61
L-RITP025	17.00	9.01	1.89	0.00	0.00	0.82	1.55
L-RITP048	12.36	6.55	1.89	0.00	0.00	0.82	1.55
L-RITP001	1.52	0.81	1.88	0.00	0.00	0.81	1.52
L-T04628	14.52	7.74	1.88	0.00	0.00	0.77	1.45
L-RIUP071	1.41	0.74	1.91	0.01	0.00	0.74	1.41
L-RITP050	49.62	26.52	1.87	0.01	0.00	0.72	1.34
L-RITP067	4.02	2.15	1.87	0.00	0.00	0.72	1.34
L-T14001	2.57	1.36	1.89	0.00	0.00	0.68	1.29
L-RITP055	65.90	34.48	1.91	0.00	0.00	0.66	1.27
L-RITP010	1.27	0.66	1.91	0.01	0.00	0.66	1.27
L-RITP031	15.21	7.96	1.91	0.00	0.00	0.66	1.27
L-RITP032	36.75	19.23	1.91	0.00	0.00	0.66	1.27
L-T14525	1.27	0.66	1.91	0.00	0.00	0.66	1.27
L-RITP068	45.87	24.18	1.90	0.00	0.00	0.65	1.24
L-RITP030	11.16	5.88	1.90	0.00	0.00	0.65	1.24
L-RITP034	50.82	26.79	1.90	0.00	0.00	0.65	1.24
L-RITP052	1.24	0.65	1.90	0.00	0.00	0.65	1.24
L-RITP061	2.48	1.31	1.90	0.00	0.00	0.65	1.24
L-T15538	1.24	0.65	1.90	0.00	0.00	0.65	1.24
L-T15649	1.24	0.65	1.90	0.00	0.00	0.65	1.24
L-RITP060	24.37	12.73	1.91	0.00	0.00	0.64	1.22
L-RITP072	7.31	3.82	1.91	0.00	0.00	0.64	1.22
L-RIUP066	1.19	0.62	1.91	0.00	0.00	0.62	1.19
L-RITP054	11.34	5.90	1.92	0.00	0.00	0.59	1.13
L-RITP029	29.49	15.34	1.92	0.00	0.00	0.59	1.13
L-RITP028	5.59	3.01	1.85	0.00	0.00	0.60	1.12
L-RITP059	2.19	1.15	1.91	0.00	0.00	0.57	1.10
L-RITP073	7.67	4.01	1.91	0.00	0.00	0.57	1.10

L-RIUP060	1.10	0.57	1.91	0.00	0.00	0.57	1.10
L-RIUP038	8.68	4.51	1.93	0.00	0.00	0.56	1.09
L-RITP079	1.06	0.57	1.85	0.01	0.00	0.57	1.06
L-RITP074	13.53	7.31	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-RITP015	3.12	1.69	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-RITP019	4.16	2.25	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-RITP038	24.98	13.50	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-RITP063	12.49	6.75	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-RITP064	20.81	11.25	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-RITP071	8.33	4.50	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-RITP080	1.04	0.56	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-RITP081	1.04	0.56	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-T04572	1.04	0.56	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-T14522	1.04	0.56	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-RITP037	11.45	6.19	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-RITP062	11.45	6.19	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-RITP066	91.58	49.48	1.85	0.00	0.00	0.56	1.04
L-RITP076	3.08	1.61	1.91	0.00	0.00	0.54	1.03
L-RIUP041	5.13	2.68	1.91	0.00	0.00	0.54	1.03
L-RIUP070	1.01	0.53	1.92	0.00	0.00	0.53	1.01
L-RITP056	11.15	5.80	1.92	0.00	0.00	0.53	1.01
L-T14743	15.92	8.30	1.92	0.00	0.00	0.52	0.99
L-RITP051	13.70	7.12	1.93	0.00	0.00	0.51	0.98
L-RITP053	31.32	16.27	1.93	0.00	0.00	0.51	0.98
L-RITP078	0.98	0.51	1.93	0.00	0.00	0.51	0.98
L-RITP082	0.98	0.51	1.93	0.00	0.00	0.51	0.98
L-RIUP048	1.96	1.02	1.93	0.00	0.00	0.51	0.98
L-RIUP068	0.98	0.51	1.93	0.00	0.00	0.51	0.98
L-RIUP069	0.98	0.51	1.93	0.00	0.00	0.51	0.98
L-RITP069	17.62	9.15	1.93	0.00	0.00	0.51	0.98
L-RIUP080	0.61	0.32	1.91	0.00	0.00	0.32	0.61
L-RITP002	2.08	1.09	1.91	0.00	0.00	0.27	0.52
L-RITP027	1.04	0.55	1.91	0.00	0.00	0.27	0.52
L-RITP075	11.96	6.27	1.91	0.00	0.00	0.27	0.52
L-RITP077	1.04	0.55	1.91	0.00	0.00	0.27	0.52
L-RIUP079	0.52	0.27	1.91	0.00	0.00	0.27	0.52
L-T14954	0.41	0.21	1.94	0.00	0.00	0.21	0.41
L-T14955	0.41	0.21	1.94	0.00	0.00	0.21	0.41
L-RITP058	0.74	0.37	1.98	0.00	0.00	0.19	0.37

Empresa: EMSA. AC0104

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

Method	Connectivity analysis
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)
Calculation time period	1969
Consider Maintenance	No
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers
Switching procedures	Concurrently
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes
Time to open remote controlled switches	1.00 min.

Automatic Contingency Definition

Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes
		Protection/switching failures	No

Study Case: Study Case | Annex: / 1

System Summary

System Average Interruption Frequency Index	SAIFI =	0.682000	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI =	0.682000	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	SAIDI =	0.821	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI =	1.204	h
Average Service Availability Index	ASAI =	0.9999063014	
Average Service Unavailability Index	ASUI =	0.0000936986	
Energy Not Supplied	ENS =	1.813	MWh/a
Average Energy Not Supplied	AENS =	0.453	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	ACCI =	0.895	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	EIC =	0.000	M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	IEAR =	0.000	$/kWh
System energy shed	SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	ASIFI =	0.682000	1/a
Average System Interruption Duration Index	ASIDI =	0.820800	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	MAIFI =	0.000000	1/Ca

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment		
-	- Automatic Power Restoration	
- Connectivity analysis	- 0	

Selection = Whole System		
No = Common mode	No = Independent second failures	
Yes = Busbars / terminals	Yes = Double earth faults	
Yes = Lines / cables	No = Consider Maintenance	
Yes = Transformers		

Study Case: Study Case	Annex: / 1

Load Interruptions	TCIT	TCIF	AID	LPENS	LPEIC	ACIF	ACIT
Name	Ch/a	C/a	h	MWh/a	$/a	1/a	h/a
LA2T10	0.82	0.68	1.20	0.34	0.00	0.68	0.82
LA2T12516	0.82	0.68	1.20	0.34	0.00	0.68	0.82
LA2T8238	0.82	0.68	1.20	0.86	0.00	0.68	0.82
LACT10901	0.82	0.68	1.20	0.27	0.00	0.68	0.82

Empresa: ENELAR. Circuito: Alimentador 0302

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment

Method	Connectivity analysis
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)
Calculation time period	1969
Consider Maintenance	No
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers
Switching procedures	Concurrently
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes
Time to open remote controlled switches	1.00 min.

Automatic Contingency Definition

Selection	Whole System				
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No		
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No		
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes		
		Protection/switching failures	No		

Study Case: Study Case	Annex: / 1

System Summary

System Average Interruption Frequency Index	SAIFI =	2.393677	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI =	2.393677	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	SAIDI =	2.311	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI =	0.965	h
Average Service Availability Index	ASAI =	0.9997361924	
Average Service Unavailability Index	ASUI =	0.0002638076	
Energy Not Supplied	ENS =	24.575	MWh/a
Average Energy Not Supplied	AENS =	0.003	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	ACCI =	0.002	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	EIC =	0.000	M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	IEAR =	0.000	$/kWh
System energy shed	SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	ASIFI =	2.627350	1/a
Average System Interruption Duration Index	ASIDI =	2.682634	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	MAIFI =	0.000000	1/Ca

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/17/2014

Reliability Assessment		
-	- Automatic Power Restoration	
- Connectivity analysis	- 0	

Selection = Whole System		
No = Common mode	No = Independent second failures	
Yes = Busbars / terminals	Yes = Double earth faults	
Yes = Lines / cables	No = Consider Maintenance	
Yes = Transformers		

Study Case: Study Case	Annex: / 1

Load Interruptions	TCIT	TCIF	AID	LPENS	LPEIC	ACIF	ACIT
Name	Ch/a	C/a	h	MWh/a	$/a	1/a	h/a
L-30202901	7.26	5.09	1.43	0.06	0.00	5.09	7.26
L-30202803	14.20	10.01	1.42	0.06	0.00	5.01	7.10
L-30202802	21.29	15.02	1.42	0.06	0.00	5.01	7.10
L-30202701	6.74	4.82	1.40	0.06	0.00	4.82	6.74
L-30202601	26.44	19.03	1.39	0.06	0.00	4.76	6.61
L-30202602	26.44	19.03	1.39	0.06	0.00	4.76	6.61
L-30202604	6.61	4.76	1.39	0.06	0.00	4.76	6.61
L-30202603	19.83	14.27	1.39	0.06	0.00	4.76	6.61
L-30202001	6.57	4.74	1.39	0.06	0.00	4.74	6.57
L-30202002	6.57	4.74	1.39	0.06	0.00	4.74	6.57
L-30202004	6.57	4.74	1.39	0.06	0.00	4.74	6.57
L-30202005	6.57	4.74	1.39	0.06	0.00	4.74	6.57
L-30202006	6.57	4.74	1.39	0.06	0.00	4.74	6.57
L-30202003	19.70	14.21	1.39	0.09	0.00	4.74	6.57
L-30202401	18.49	13.58	1.36	0.06	0.00	4.53	6.16
L-30201705	24.17	17.86	1.35	0.08	0.00	4.47	6.04
L-30201708	24.17	17.86	1.35	0.08	0.00	4.47	6.04
L-30201709	6.04	4.47	1.35	0.08	0.00	4.47	6.04
L-30201706	18.13	13.40	1.35	0.08	0.00	4.47	6.04
L-30201707	18.13	13.40	1.35	0.08	0.00	4.47	6.04
L-30203201	11.91	9.36	1.27	0.08	0.00	4.68	5.95
L-30201903	29.76	22.08	1.35	0.08	0.00	4.42	5.95
L-30201901	23.81	17.66	1.35	0.08	0.00	4.42	5.95
L-30201904	11.90	8.83	1.35	0.05	0.00	4.42	5.95
L-30201907	5.95	4.42	1.35	0.05	0.00	4.42	5.95

L-30201902	35.71	26.49	1.35	0.08	0.00	4.42	5.95
L-30201905	71.42	52.99	1.35	0.08	0.00	4.42	5.95
L-30201908	17.86	13.25	1.35	0.08	0.00	4.42	5.95
L-30201604	22.70	17.12	1.33	0.08	0.00	4.28	5.68
L-30201605	5.68	4.28	1.33	0.15	0.00	4.28	5.68
L-30201607	11.35	8.56	1.33	0.08	0.00	4.28	5.68
L-30201609	11.35	8.56	1.33	0.08	0.00	4.28	5.68
L-30201611	5.68	4.28	1.33	0.05	0.00	4.28	5.68
L-30201612	5.68	4.28	1.33	0.08	0.00	4.28	5.68
L-30201613	5.68	4.28	1.33	0.05	0.00	4.28	5.68
L-30201608	17.03	12.84	1.33	0.08	0.00	4.28	5.68
L-30201703	27.48	22.33	1.23	0.07	0.00	4.47	5.50
L-30201701	21.99	17.86	1.23	0.07	0.00	4.47	5.50
L-30201711	10.99	8.93	1.23	0.05	0.00	4.47	5.50
L-30201702	32.98	26.79	1.23	0.07	0.00	4.47	5.50
L-30206901	10.14	8.06	1.26	0.05	0.00	4.03	5.07
L-30206902	5.07	4.03	1.26	0.05	0.00	4.03	5.07
L-30206904	5.07	4.03	1.26	0.05	0.00	4.03	5.07
L-30200322	45.63	36.25	1.26	0.07	0.00	4.03	5.07
L-30201602	5.05	3.96	1.28	0.07	0.00	3.96	5.05
L-30201614	10.11	7.91	1.28	0.07	0.00	3.96	5.05
L-30201502	24.84	19.58	1.27	0.04	0.00	3.92	4.97
L-30201509	9.94	7.83	1.27	0.04	0.00	3.92	4.97
L-30201516	4.97	3.92	1.27	0.13	0.00	3.92	4.97
L-30200313	34.52	27.72	1.25	0.07	0.00	3.96	4.93
L-30200312	49.31	39.60	1.25	0.11	0.00	3.96	4.93
L-30200314	29.59	23.76	1.25	0.07	0.00	3.96	4.93
L-30200334	24.66	19.80	1.25	0.07	0.00	3.96	4.93
L-30200336	14.79	11.88	1.25	0.07	0.00	3.96	4.93
L-30201801	24.49	19.38	1.26	0.07	0.00	3.88	4.90
L-30201512	24.42	19.35	1.26	0.04	0.00	3.87	4.88
L-30201203	67.20	53.55	1.25	0.48	0.00	3.83	4.80
L-30201601	48.00	38.25	1.25	0.06	0.00	3.83	4.80
L-30201603	24.00	19.13	1.25	0.06	0.00	3.83	4.80
L-30201208	571.22	455.19	1.25	0.13	0.00	3.83	4.80
L-30201205	19.20	15.30	1.25	0.06	0.00	3.83	4.80
L-30201207	4.80	3.83	1.25	0.13	0.00	3.83	4.80
L-30201507	19.20	15.30	1.25	0.04	0.00	3.83	4.80
L-30201508	9.60	7.65	1.25	0.04	0.00	3.83	4.80
L-30201510	9.60	7.65	1.25	0.06	0.00	3.83	4.80
L-30201511	4.80	3.83	1.25	0.04	0.00	3.83	4.80
L-30201513	19.20	15.30	1.25	0.06	0.00	3.83	4.80
L-30201515	4.80	3.83	1.25	0.32	0.00	3.83	4.80
L-30204201	9.60	7.65	1.25	0.06	0.00	3.83	4.80
L-30201501	28.80	22.95	1.25	0.06	0.00	3.83	4.80
L-30201503	28.80	22.95	1.25	0.06	0.00	3.83	4.80
L-30201504	14.40	11.48	1.25	0.06	0.00	3.83	4.80

L-30201505	14.40	11.48	1.25	0.04	0.00	3.83	4.80
L-30201514	28.80	22.95	1.25	0.06	0.00	3.83	4.80
L-30201606	14.40	11.48	1.25	0.06	0.00	3.83	4.80
L-30205401	14.19	13.41	1.06	0.04	0.00	4.47	4.73
L-30105201	4.58	4.47	1.02	0.04	0.00	4.47	4.58
L-30200502	9.02	7.49	1.20	0.04	0.00	3.75	4.51
L-30200503	9.02	7.49	1.20	0.06	0.00	3.75	4.51
L-30200501	22.55	18.73	1.20	0.10	0.00	3.75	4.51
L-30207201	4.47	4.47	1.00	1.20	0.00	4.47	4.47
L-30206801	25.69	21.76	1.18	0.10	0.00	3.63	4.28
L-30200304	29.52	25.15	1.17	0.09	0.00	3.59	4.22
L-30200309	29.52	25.15	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30200310	29.52	25.15	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30200326	29.52	25.15	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30200321	46.38	39.52	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30200305	8.43	7.19	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30200307	16.87	14.37	1.17	0.04	0.00	3.59	4.22
L-30200323	4.22	3.59	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30200324	4.22	3.59	1.17	0.04	0.00	3.59	4.22
L-30200327	4.22	3.59	1.17	0.04	0.00	3.59	4.22
L-30200333	16.87	14.37	1.17	0.04	0.00	3.59	4.22
L-30200306	37.95	32.33	1.17	0.09	0.00	3.59	4.22
L-30200301	50.60	43.11	1.17	0.11	0.00	3.59	4.22
L-30200303	21.08	17.96	1.17	0.04	0.00	3.59	4.22
L-30200308	25.30	21.56	1.17	0.04	0.00	3.59	4.22
L-30200311	21.08	17.96	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30200315	21.08	17.96	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30200316	12.65	10.78	1.17	0.04	0.00	3.59	4.22
L-30200317	25.30	21.56	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30200318	12.65	10.78	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30200319	21.08	17.96	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30200320	21.08	17.96	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30200325	12.65	10.78	1.17	0.04	0.00	3.59	4.22
L-30200331	21.08	17.96	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30200335	21.08	17.96	1.17	0.06	0.00	3.59	4.22
L-30203902	16.61	12.81	1.30	0.04	0.00	2.56	3.32
L-30204001	9.97	7.69	1.30	0.04	0.00	2.56	3.32
L-30201004	13.29	10.25	1.30	0.04	0.00	2.56	3.32
L-30203901	6.64	5.12	1.30	0.04	0.00	2.56	3.32
L-30203903	13.29	10.25	1.30	0.03	0.00	2.56	3.32
L-30203904	6.64	5.12	1.30	0.03	0.00	2.56	3.32
L-30203905	6.64	5.12	1.30	0.03	0.00	2.56	3.32
L-30204002	6.64	5.12	1.30	0.03	0.00	2.56	3.32
L-30203401	12.49	9.82	1.27	0.03	0.00	2.46	3.12
L-30202103	28.05	22.04	1.27	0.07	0.00	2.45	3.12
L-30202101	12.47	9.79	1.27	0.04	0.00	2.45	3.12
L-30202102	12.47	9.79	1.27	0.04	0.00	2.45	3.12

L-30203501	18.31	14.52	1.26	0.03	0.00	2.42	3.05
L-30203601	9.15	7.26	1.26	0.03	0.00	2.42	3.05
L-30203304	27.00	21.53	1.25	0.04	0.00	2.39	3.00
L-30203301	12.00	9.57	1.25	0.03	0.00	2.39	3.00
L-30203302	9.00	7.18	1.25	0.03	0.00	2.39	3.00
L-30203303	9.00	7.18	1.25	0.03	0.00	2.39	3.00
L-30202501	20.74	17.84	1.16	0.03	0.00	2.55	2.96
L-30202502	2.96	2.55	1.16	0.03	0.00	2.55	2.96
L-30200406	5.80	5.82	1.00	0.03	0.00	2.91	2.90
L-30200402	20.24	20.33	1.00	0.04	0.00	2.90	2.89
L-30200403	20.24	20.33	1.00	0.04	0.00	2.90	2.89
L-30200405	23.13	23.24	1.00	0.03	0.00	2.90	2.89
L-30200215	225.56	226.59	1.00	0.12	0.00	2.90	2.89
L-30200404	26.03	26.14	1.00	0.04	0.00	2.90	2.89
L-30200401	14.46	14.52	1.00	0.04	0.00	2.90	2.89
L-30200208	326.77	328.26	1.00	0.12	0.00	2.90	2.89
L-30200904	5.51	5.10	1.08	0.28	0.00	2.55	2.75
L-30200902	8.26	7.65	1.08	0.02	0.00	2.55	2.75
L-30200903	16.52	15.29	1.08	0.02	0.00	2.55	2.75
L-30200901	13.77	12.74	1.08	0.31	0.00	2.55	2.75
L-30201001	29.13	24.29	1.20	0.11	0.00	2.21	2.65
L-30201003	18.54	15.46	1.20	0.04	0.00	2.21	2.65
L-30201002	21.19	17.67	1.20	0.04	0.00	2.21	2.65
L-30200805	2.45	2.21	1.11	0.02	0.00	2.21	2.45
L-30200807	4.89	4.42	1.11	0.03	0.00	2.21	2.45
L-30206101	84.42	80.04	1.05	0.10	0.00	2.29	2.41
L-30200736	110.96	105.19	1.05	0.10	0.00	2.29	2.41
L-30200737	209.85	198.95	1.05	0.10	0.00	2.29	2.41
L-30200802	328.05	311.00	1.05	0.16	0.00	2.29	2.41
L-30203006	263.79	250.77	1.05	0.10	0.00	2.28	2.40
L-30203007	167.86	159.58	1.05	0.16	0.00	2.28	2.40
L-30203008	93.52	88.91	1.05	0.06	0.00	2.28	2.40
L-30203003	170.26	161.86	1.05	0.10	0.00	2.28	2.40
L-30206204	174.95	166.52	1.05	0.16	0.00	2.28	2.40
L-30206201	136.60	130.02	1.05	0.16	0.00	2.28	2.40
L-30206203	64.71	61.59	1.05	0.10	0.00	2.28	2.40
L-30206205	129.41	123.18	1.05	0.06	0.00	2.28	2.40

Study Case: Study Case	Annex: / 2

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
L-30206202	81.48	77.56	1.05	0.10	0.00	2.28	2.40
L-30200735	68.86	65.77	1.05	0.10	0.00	2.27	2.37
L-30203004	284.93	272.15	1.05	0.16	0.00	2.27	2.37
L-30200739	4.75	4.54	1.05	0.16	0.00	2.27	2.37
L-30200718	242.19	231.33	1.05	0.16	0.00	2.27	2.37
L-30207501	2.34	2.21	1.06	0.16	0.00	2.21	2.34
L-30207502	2.34	2.21	1.06	0.16	0.00	2.21	2.34
L-30200801	2.31	2.21	1.05	0.31	0.00	2.21	2.31
L-30200804	2.31	2.21	1.05	0.62	0.00	2.21	2.31
L-30200806	2.31	2.21	1.05	0.23	0.00	2.21	2.31
L-30200733	175.21	170.04	1.03	0.15	0.00	2.21	2.28
L-30203101	277.61	269.41	1.03	0.06	0.00	2.21	2.28
L-30200728	91.02	88.33	1.03	0.09	0.00	2.21	2.28
L-30200738	134.25	130.29	1.03	0.09	0.00	2.21	2.28
L-30200727	143.36	139.12	1.03	0.09	0.00	2.21	2.28
L-30203009	122.68	119.25	1.03	0.15	0.00	2.21	2.27
L-30200716	297.62	289.28	1.03	0.15	0.00	2.21	2.27
L-30203005	163.58	158.99	1.03	0.15	0.00	2.21	2.27
L-30200712	149.94	145.74	1.03	0.09	0.00	2.21	2.27
L-30200740	93.15	90.54	1.03	0.09	0.00	2.21	2.27
L-30203001	209.01	203.16	1.03	0.15	0.00	2.21	2.27
L-30200711	283.98	276.03	1.03	0.09	0.00	2.21	2.27
L-30200717	283.98	276.03	1.03	0.15	0.00	2.21	2.27
L-30200715	472.55	459.32	1.03	0.15	0.00	2.21	2.27
L-30200713	213.56	207.58	1.03	0.09	0.00	2.21	2.27
L-30203002	222.64	216.41	1.03	0.09	0.00	2.21	2.27
L-30200714	347.60	337.86	1.03	0.15	0.00	2.21	2.27
L-30200724	185.13	187.70	0.99	0.15	0.00	2.21	2.18
L-30200725	130.68	132.49	0.99	0.15	0.00	2.21	2.18
L-30200726	121.97	123.66	0.99	0.09	0.00	2.21	2.18
L-30200723	84.94	86.12	0.99	0.15	0.00	2.21	2.18
L-30200709	202.12	207.58	0.97	0.14	0.00	2.21	2.15
L-30200710	221.48	227.45	0.97	0.09	0.00	2.21	2.15
L-30200722	2.09	2.21	0.95	0.08	0.00	2.21	2.09
L-30200708	92.16	97.16	0.95	0.08	0.00	2.21	2.09
L-30200720	257.63	271.61	0.95	0.14	0.00	2.21	2.09
L-30200721	115.20	121.45	0.95	0.08	0.00	2.21	2.09
L-30200719	94.25	99.37	0.95	0.08	0.00	2.21	2.09
L-30200206	2.07	2.90	0.71	0.14	0.00	2.90	2.07
L-30200202	103.63	145.25	0.71	0.08	0.00	2.90	2.07
L-30200205	145.08	203.35	0.71	0.08	0.00	2.90	2.07

L-30200203	172.02	241.11	0.71	0.08	0.00	2.90	2.07
L-30200216	186.53	261.45	0.71	0.06	0.00	2.90	2.07
L-30200204	105.70	148.15	0.71	0.08	0.00	2.90	2.07
L-30203802	27.98	32.93	0.85	0.08	0.00	2.35	2.00
L-30203801	41.97	49.39	0.85	0.08	0.00	2.35	2.00
L-30200604	160.97	178.87	0.90	0.08	0.00	2.21	1.99
L-30200731	115.26	128.08	0.90	0.13	0.00	2.21	1.99
L-30200732	55.64	61.83	0.90	0.13	0.00	2.21	1.99
L-30200601	1.99	2.21	0.90	0.27	0.00	2.21	1.99
L-30200603	1.99	2.21	0.90	0.08	0.00	2.21	1.99
L-30200609	1.99	2.21	0.90	0.13	0.00	2.21	1.99
L-30200610	15.90	17.67	0.90	0.13	0.00	2.21	1.99
L-30200611	1.99	2.21	0.90	0.05	0.00	2.21	1.99
L-30200612	1.99	2.21	0.90	0.13	0.00	2.21	1.99
L-30200613	1.99	2.21	0.90	0.08	0.00	2.21	1.99
L-30200734	7.95	8.83	0.90	0.08	0.00	2.21	1.99
L-30200741	1.99	2.21	0.90	0.03	0.00	2.21	1.99
L-30200742	1.99	2.21	0.90	0.08	0.00	2.21	1.99
L-30204401	1.99	2.21	0.90	0.05	0.00	2.21	1.99
L-30200702	59.62	66.25	0.90	0.08	0.00	2.21	1.99
L-30200705	59.62	66.25	0.90	0.13	0.00	2.21	1.99
L-30200606	121.22	134.70	0.90	0.08	0.00	2.21	1.99
L-30200703	121.22	134.70	0.90	0.08	0.00	2.21	1.99
L-30200607	270.27	300.32	0.90	0.13	0.00	2.21	1.99
L-30200605	218.60	242.91	0.90	0.20	0.00	2.21	1.99
L-30200704	166.93	185.49	0.90	0.13	0.00	2.21	1.99
L-30200730	103.34	114.83	0.90	0.08	0.00	2.21	1.99
L-30200602	232.51	258.37	0.90	0.20	0.00	2.21	1.99
L-30200706	198.73	220.82	0.90	0.08	0.00	2.21	1.99
L-30200701	11.92	13.25	0.90	0.08	0.00	2.21	1.99
L-30200608	97.38	108.20	0.90	0.13	0.00	2.21	1.99
L-30200707	210.65	234.07	0.90	0.13	0.00	2.21	1.99
L-30201202	3.90	4.70	0.83	0.39	0.00	2.35	1.95
L-30201403	31.04	35.33	0.88	0.08	0.00	2.21	1.94
L-30201407	1.94	2.21	0.88	0.04	0.00	2.21	1.94
L-30206701	1.94	2.21	0.88	0.13	0.00	2.21	1.94
L-30201404	201.79	229.66	0.88	0.08	0.00	2.21	1.94
L-30201402	246.41	280.45	0.88	0.13	0.00	2.21	1.94
L-30201401	133.88	152.37	0.88	0.08	0.00	2.21	1.94
L-30201406	333.72	379.82	0.88	0.13	0.00	2.21	1.94
L-30201405	137.76	156.79	0.88	0.05	0.00	2.21	1.94
L-30201204	1.93	2.35	0.82	0.13	0.00	2.35	1.93
L-30202301	143.08	174.04	0.82	0.08	0.00	2.35	1.93
L-30201201	69.61	84.67	0.82	0.08	0.00	2.35	1.93
L-30201104	199.01	245.12	0.81	0.05	0.00	2.21	1.79
L-30201103	170.32	209.78	0.81	0.12	0.00	2.21	1.79
L-30201105	3.51	4.42	0.79	0.07	0.00	2.21	1.75

L-30201301	1.75	2.21	0.79	0.23	0.00	2.21	1.75
L-30201107	54.36	68.46	0.79	0.05	0.00	2.21	1.75
L-30201106	71.89	90.54	0.79	0.07	0.00	2.21	1.75
L-30201108	182.36	229.66	0.79	0.07	0.00	2.21	1.75
L-30201101	248.99	313.57	0.79	0.12	0.00	2.21	1.75
L-30200103	97.53	132.49	0.74	0.11	0.00	2.21	1.63
L-30200104	1.63	2.21	0.74	0.07	0.00	2.21	1.63
L-30200102	266.59	362.15	0.74	0.11	0.00	2.21	1.63
L-30200101	115.41	156.79	0.74	0.07	0.00	2.21	1.63
L-30200210	21.74	30.92	0.70	0.06	0.00	2.21	1.55
L-30200214	10.87	15.46	0.70	0.06	0.00	2.21	1.55
L-30200002	113.37	161.20	0.70	0.16	0.00	2.21	1.55
L-30200201	46.59	66.25	0.70	0.04	0.00	2.21	1.55
L-30200005	1.55	2.21	0.70	0.10	0.00	2.21	1.55
L-30200211	1.55	2.21	0.70	0.06	0.00	2.21	1.55
L-30200213	1.55	2.21	0.70	0.04	0.00	2.21	1.55
L-30200217	1.55	2.21	0.70	0.06	0.00	2.21	1.55
L-30200212	94.73	134.70	0.70	0.04	0.00	2.21	1.55
L-30200209	54.36	77.29	0.70	0.04	0.00	2.21	1.55
L-30200003	104.05	147.95	0.70	0.06	0.00	2.21	1.55
L-30200001	152.19	216.41	0.70	0.10	0.00	2.21	1.55

Empresa: EPSA. Circuito: 10000142

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/18/2014

Reliability Assessment

Method	Connectivity analysis
Network	Distribution (Sectionalizing, Switching actions)
Calculation time period	1969
Consider Maintenance	No
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers
Switching procedures	Concurrently
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes
Time to open remote controlled switches	1.00 min.

Automatic Contingency Definition

Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes
		Protection/switching failures	No

Study Case: Study Case	Annex: / 1

System Summary

System Average Interruption Frequency Index	SAIFI =	0.572790	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI =	0.572790	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	SAIDI =	0.687	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI =	1.200	h
Average Service Availability Index	ASAI =	0.9999215356	
Average Service Unavailability Index	ASUI =	0.0000784644	
Energy Not Supplied	ENS =	13.273	MWh/a
Average Energy Not Supplied	AENS =	0.781	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	ACCI =	1.391	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	EIC =	0.000	M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	IEAR =	0.000	$/kWh
System energy shed	SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	ASIFI =	0.574537	1/a
Average System Interruption Duration Index	ASIDI =	0.689445	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	MAIFI =	0.000000	1/Ca

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 12/18/2014

Reliability Assessment

- Automatic Power Restoration
- Connectivity analysis - 0

Selection = Whole System

No = Common mode | No = Independent second failures
Yes = Busbars / terminals | Yes = Double earth faults
Yes = Lines / cables | No = Consider Maintenance
Yes = Transformers

Study Case: Study Case | Annex: / 1

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPEIC $/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
L-65008591	0.73	0.61	1.20	1.04	0.00	0.61	0.73
L-65008592	0.73	0.61	1.20	1.04	0.00	0.61	0.73
L-65031479	0.73	0.61	1.20	1.04	0.00	0.61	0.73
L-65031480	0.73	0.61	1.20	1.04	0.00	0.61	0.73
L-65008674	0.72	0.60	1.20	0.52	0.00	0.60	0.72
L-65008594	0.68	0.56	1.20	0.60	0.00	0.56	0.68
L-65008595	0.68	0.56	1.20	0.07	0.00	0.56	0.68
L-65008599	0.67	0.56	1.20	0.60	0.00	0.56	0.67
L-65726317	0.67	0.56	1.20	0.90	0.00	0.56	0.67
L-65726320	0.67	0.56	1.20	1.50	0.00	0.56	0.67
L-65722823	0.67	0.56	1.20	0.48	0.00	0.56	0.67
L-65726273	0.67	0.56	1.20	0.48	0.00	0.56	0.67
L-65008598	0.67	0.56	1.20	0.24	0.00	0.56	0.67
L-65008601	0.67	0.56	1.20	1.19	0.00	0.56	0.67
L-65726593	0.67	0.56	1.20	1.19	0.00	0.56	0.67
L-65031482	0.67	0.55	1.20	0.59	0.00	0.55	0.67
L-65728164	0.67	0.55	1.20	0.74	0.00	0.55	0.67

ANEXO VII - ÍNDICES DE CALIDAD ALCANZABLES Y EXIGBILES PARA EL STN Y STR

1. INDICADORES DE CALIDAD ALCANZABLES

Study Case: DMax	Annex: / 1
System Summary	
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI = 3,956017 1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI = 3,956017 1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI = 18,106 h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI = 4,577 h
Average Service Availability Index	: ASAI = 0,9979330623
Average Service Unavailability Index	: ASUI = 0,0020669377
Energy Not Supplied	: ENS 145825,428 MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS = 0,044 MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI = 0,059 MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC = 0,000 M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR = 0,000 $/kWh
System energy shed	: SES =64100,906 MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI = 3,475799 1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI = 14,333504 h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI = 0,000000 1/Ca

Study Case: DMed	Annex: / 1
System Summary	
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI = 5,360211 1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI = 5,360211 1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI = 29,035 h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI = 5,417 h
Average Service Availability Index	: ASAI = 0,9966855195
Average Service Unavailability Index	: ASUI = 0,0033144805
Energy Not Supplied	: ENS 238862,287 MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS = 0,073 MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI = 0,096 MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC = 0,000 M$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR = 0,000 $/kWh
System energy shed	: SES 166632,411 MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI = 4,908984 1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI = 25,675508 h/a

| Momentary Average Interruption Frequency Index : MAIFI = 0,000000 1/Ca |

| Study Case: DMin | Annex: / 1 |

| System Summary |

| System Average Interruption Frequency Index : SAIFI = 3,341005 1/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index : CAIFI = 3,341005 1/Ca |
| System Average Interruption Duration Index : SAIDI = 18,322 h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index : CAIDI = 5,484 h |
| Average Service Availability Index : ASAI = 0,9979084190 |
| Average Service Unavailability Index : ASUI = 0,0020915810 |
| Energy Not Supplied : ENS =96104,347 MWh/a |
| Average Energy Not Supplied : AENS = 0,029 MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index : ACCI = 0,039 MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost : EIC = 0,000 M$/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate : IEAR = 0,000 $/kWh |
| System energy shed : SES =43135,465 MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index : ASIFI = 2,895567 1/a |
| Average System Interruption Duration Index : ASIDI = 14,769227 h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index : MAIFI = 0,000000 1/Ca |
|

---

2. INDICADORES DE CALIDAD EXIGIBLES

| Study Case: DMax | Annex: / 1 |

| System Summary |

| System Average Interruption Frequency Index : SAIFI = 2,283681 1/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index : CAIFI = 2,283681 1/Ca |
| System Average Interruption Duration Index : SAIDI = 8,431 h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index : CAIDI = 3,692 h |
| Average Service Availability Index : ASAI = 0,9990375949 |
| Average Service Unavailability Index : ASUI = 0,0009624051 |
| Energy Not Supplied : ENS 67618,642 MWh/a |
| Average Energy Not Supplied : AENS = 0,021 MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index : ACCI = 0,045 MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost : EIC = 0,000 M$/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate : IEAR = 0,000 $/kWh |

| System energy shed : SES =29988,060 MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index : ASIFI = 1,797639 1/a |
| Average System Interruption Duration Index : ASIDI = 6,646386 h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index : MAIFI = 0,000000 1/Ca |

| Study Case: DMed | Annex: / 1 |

| System Summary |

| System Average Interruption Frequency Index : SAIFI = 4,445249 1/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index : CAIFI = 4,445249 1/Ca |
| System Average Interruption Duration Index : SAIDI = 18,363 h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index : CAIDI = 4,131 h |
| Average Service Availability Index : ASAI = 0,9979037533 |
| Average Service Unavailability Index : ASUI = 0,0020962467 |
| Energy Not Supplied : ENS 158287,304 MWh/a |
| Average Energy Not Supplied : AENS = 0,048 MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index : ACCI = 0,105 MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost : EIC = 0,000 M$/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate : IEAR = 0,000 $/kWh |
| System energy shed : SES 125093,394 MWh/a |
| Average System Interruption Frequency Index : ASIFI = 4,025748 1/a |
| Average System Interruption Duration Index : ASIDI = 17,014435 h/a |
| Momentary Average Interruption Frequency Index : MAIFI = 0,000000 1/Ca |

| Study Case: DMin | Annex: / 1 |

| System Summary |

| System Average Interruption Frequency Index : SAIFI = 2,435674 1/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index : CAIFI = 2,435674 1/Ca |
| System Average Interruption Duration Index : SAIDI = 8,770 h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index : CAIDI = 3,601 h |
| Average Service Availability Index : ASAI = 0,9989988164 |
| Average Service Unavailability Index : ASUI = 0,0010011836 |
| Energy Not Supplied : ENS =46427,742 MWh/a |
| Average Energy Not Supplied : AENS = 0,014 MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index : ACCI = 0,031 MWh/Ca |
| Expected Interruption Cost : EIC = 0,000 M$/a |
| Interrupted Energy Assessment Rate : IEAR = 0,000 $/kWh |
| System energy shed : SES =21819,888 MWh/a |

Average System Interruption Frequency Index : ASIFI = 2,013145 1/a
Average System Interruption Duration Index : ASIDI = 7,134972 h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index : MAIFI = 0,000000 1/Ca

ANEXO VIII - INSTRUCTIVO VIGENTE PARA EL REPORTE DE EVENTOS

3. INSTRUCTIVO VIGENTE DE REPORTE DE EVENTOS

En el análisis de indicadores de calidad se contó con registros de eventos de los activos involucrados, tiempo de ocurrencia, agente causante, tipo de ocurrencia, causa y tipo de movimiento, y una breve descripción del evento. Para la entendimiento de la caracterización utilizada en los registros, CREG suministró los instructivos que normalmente utilizan los operadores para cargar los eventos y maniobras en la web-intranet de XM (filial de ISA).

La documentación consultada describe los reportes de Registro y Validación de Eventos y Maniobras (RVEM) que deber presentar los operadores. Particularmente, el RVEM es el aplicativo disponible para el registro y validación de eventos y maniobras de activos de uso y conexión del STN.

En el RVEM existen reportes tipo evento y maniobra.

- Los reportes tipo evento se utilizan para registrar recierres y disparos de bahías de línea, transformación o compensación. Adicionalmente los reportes tipo evento se utilizan para registrar aumentos de disponibilidad para activos que vienen indisponibles ya sea por un evento o por una consignación.
- Los reportes tipo maniobra se utilizan para registrar aperturas o cierres de bahías de línea, transformación o compensación con instrucción del centro nacional de despacho (CND), estas maniobras se ejecutan bajo consignaciones nacionales. Los tipos de consignación pueden ser: emergencia, mantenimiento mayor, plan semestral de mantenimiento, fuera del plan semestral de mantenimiento, fuerza mayor, Solicitud CND o Expansión.

El instructivo describe los siguientes ítems utilizados, entre otros, para caracterizar los registros de eventos:

- Tipo Movimiento: Se refiere al movimiento ocurrido sobre el activo cuando se produce una maniobra o un evento. Estas pueden ser de tipo apertura o cierre para el caso de activos que aplique (Ejemplo bahías) o cambio de disponibilidad (Líneas, Transformadores, SVC, etc.).
- Fecha de ocurrencia: En el caso de reportes tipo maniobra es la fecha y hora en la cual se realiza la maniobra y se da la apertura o el cierre del activo en cuestión. Este tiempo debe coincidir con lo registrado en la planilla, en caso contrario se puede verificar con el SOE (secuencia de eventos), si el SOE del SCADA ya no contiene datos de la hora y fecha requerida se puede realizar una consulta desde el Sinaut Consult. En general cuando entre el tiempo de instrucción y maniobra hay una diferencia de 10 minutos o menos se acepta el tiempo que registre el agente.

  En el caso de reportes tipo evento es la fecha y hora en la que ocurrió el disparo del activo en cuestión. Este tiempo debe coincidir con lo registrado en la planilla, en caso contrario se puede verificar con el SOE (secuencia de eventos).
- Causa: Cuando la maniobra de apertura se realiza sobre el elemento consignado se debe registrar con una disponibilidad de 0% y la causa debe ser InsCnsgEmergencia (para consignaciones de emergencia), InsProgramaMtto (para consignaciones del plan semestral de mantenimiento), InsCnsgProgramada (para consignaciones fuera del plan semestral de mantenimiento), InsMttoMayor (para consignaciones declaradas como mantenimiento mayor), InsInstruccionCnd (para consignaciones solicitadas por el CND), InsFuerzaMayor (para consignaciones declaradas como fuerza mayor), InsTrbExpansion (para consignaciones declaradas como expansión). El cierre del elemento consignado se registra con causa InsInstruccionCnd. Todos los elementos adicionales en una consignación (sin importar el tipo) que tenga

apertura o cierre del activo se registra con una disponibilidad del 100% con causa InsInstruccionCnd.

En el caso de eventos las causas pueden ser: EvnForzada (para activos que presentaron falla, se registra con disponibilidad del 0%), EvnForzadoExterno (para activos que dispararon para despejar una falla, se registra con una disponibilidad del 100%) o EvnCnsgEmergencia (para eventos bajo consignación de emergencia y se registra con una disponibilidad del 0%, en este caso se selecciona la causa acorde al tipo de consignación que tenga registrado el activo).

En complemento, a continuación, están los instructivos para STN y STR publicados por la Gerencia Centro Nacional de Despacho, Dirección Coordinación de la Operación, con fecha de 15 de noviembre de 2012. Se aclara que, coincidentemente con el cierre de este informe, se recibieron actualizaciones de estos instructivos, las cuales se verán reflejadas en las próximas versiones de los informes de esta Consultoría.

3.1. INSTRUCTIVOS Y PROCEDIMIENTOS PARA REPORTE DE INFORMACIÓN OPERATIVA DE LOS ACTIVOS DE TRANSMISIÒN STN

En el instructivo [5] se establece los procedimientos para el reporte, validación y solicitud de modificación de la información de eventos, en los Activos de Uso del STN.

Para el reporte de la información operativa se separaran las situaciones que causan indisponibilidad parcial o total de un activo en **programadas** y **no programadas**.

- **Reporte Tipo Maniobra:** Este tipo de reporte se debe realizar para cualquier maniobra realizada sobre los activos de Uso del STN. Esta es una situación que causa la indisponibilidad total o parcial de un activo de manera **programada**.

  Se definen los procedimientos para el registro de las siguientes maniobras:

  - Apertura y cierre de Activos del STN.
  - Movimiento de Cambiadores de Tomas de los Transformadores de Uso del STN.

  Las demás maniobras no serán incluidas en la Base de Datos.

- **Reporte Tipo Evento**: Este reporte debe contener toda la información relacionada con las situaciones **no programadas**, generalmente relacionada con apertura de equipos, que afecten activos de Uso del STN.
- **Reporte Tipo Cambio de Operatividad**: Este tipo de reporte debe realizarse cuando un activo modifique su disponibilidad parcial o totalmente o cuando un activo cambie su estado a No Operativo o finalice el estado No Operativo.

3.1.1. TIPOS DE CAUSAS

Los Reportes tendrán asociadas las siguientes causas, establecidas en concordancia con las Resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 093 de 2012 y las cuales determinarán si la indisponibilidad es excluida del cálculo de Horas de Indisponibilidad de activo.

Actos de Terrorismo: Situación originada por actos de terrorismo y que afecta el Sistema de Transmisión Nacional – STN.

Actuación Esquema Suplementario: Causa que describe que el evento ocurrido sobre un Activo de Uso del STN se debe a la actuación de un Esquema Suplementario de Protecciones.

Aumento de Disponibilidad: Situación en la cual se aumenta la disponibilidad al 100% después de ocurrido un evento o maniobra que originó indisponibilidad de un Activo de Uso del STN.

Catástrofe Natural: Situación originada por una catástrofe natural tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados y que afecta el Sistema de Transmisión Nacional – STN.

Condición Operativa: Situaciones de indisponibilidad ocasionadas por condiciones operativas del SIN, por ejemplo, actuación de relés de sobre y baja tensión, sobre y baja frecuencia, entre otros. Incluye la actuación de Esquemas Suplementarios de Protecciones instalados para garantizar la confiabilidad y seguridad del SIN.

Estado No Operativo: Cuando un activo que estando disponible no se puede operar debido a la indisponibilidad de otro activo según lo previsto en el numeral 4.8.3 de la Resolución CREG 011 de 2009 o la que la modifique o sustituya.

Expansión: Mantenimientos programados asociados a trabajos de expansión. Para este tipo de causa se deberá informar el número de la consignación nacional asociada con el activo.

Finaliza Estado No operativo: Causa con la cual un activo finaliza el Estado No Operativo.

Forzado. Causa que describe la situación de indisponibilidad parcial o total de un Activo de Uso del STN y que ocurre de manera no programada.

Instrucción CND: Instrucciones dadas por el CND por consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN, tales como conexión y desconexión de Reactores y Condensadores, apertura o cierre de circuitos para control de tensión, apertura de líneas para redistribución de flujos, movimientos de Cambiadores de Tomas en Transformadores de Uso del STN, entre otros.

Mantenimiento: Mantenimiento asociado a una consignación nacional. Para este tipo de causa se deberá informar el Número de la Consignación Nacional asociada con el activo.

Mantenimiento Mayor: Mantenimiento asociado a una consignación para Mantenimiento Mayor. Para este tipo de causa se deberá informar el Número de la Consignación Nacional asociada con el activo.

Plan de Ordenamiento Territorial: Ejecución de obras por parte de entidades estatales o modificaciones a las existentes ordenadas en los Planes de Ordenamiento Territorial. Para este tipo de causa se deberá informar el Número de la Consignación Nacional asociada con el activo.

Recierre: Función de las protecciones principales de una línea de transmisión que permite la normalización del servicio ante la ocurrencia de una falla fugaz.

3.1.2. CLASIFICACIÓN DEL TIPO DE REPORTES

En la siguiente Tabla se clasifican los tipos de Causa asociadas a los tres tipos de Reporte: Maniobra, Cambio de Operatividad o Evento, y cuál de ellas resultan como indisponibilidades excluidas las Resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 093 de 2012. Ver que en la columna final se identifican los tipos de causa que son producto de ser excluidas del grupo de eventos que generan indisponibilidades y que no deben ser contabilizadas.

Tabla 86: Clasificación de los tipos de Causa asociadas a los tipos de Reportes para el STN

	Tipo de Reporte			
Tipo de Causa	Maniobra	Evento	Cambio de Operatividad	Indisponibilidad Excluida*
Actos de Terrorismo	√	√	√	SI
Actuación de Esquema Suplementario	NA	√	√	SI
Catástrofe Natural	√	√	√	SI
Condición Operativa	√	√	√	SI
Expansión	√	√	√	SI
Instrucción CND	√	NA	√	SI
Mantenimiento Mayor	√	√	√	SI
Plan Ordenamiento Territorial	√	√	√	SI
Forzado	NA	√	√	NO
Mantenimiento	√	√	√	NO
Aumento de Disponibilidad	NA	NA	√	NA
Estado No Operativo	√	√	√	NA
Finaliza Estado No Operativo	√	NA	√	NA
Recierre	NA	√	NA	NA

Tabla 87: Resumen de la información contenida en los Reportes del STN

Concepto	Maniobras Operativas	Eventos	Cambio de Operatividad
Descripción	Un reporte tipo Maniobra debe realizarse cuando ocurre de manera **programada** una situación que modifica la disponibilidad de un activo de manera parcial o total. De manera general las maniobras que se deben reportar están referidas a apertura y cierre de interruptores y movimientos de cambiadores de taps.	Un reporte tipo Evento debe realizarse cuando ocurre de manera **no programada** una situación que modifica la disponibilidad de un activo de manera parcial o total.	Los reportes Cambio de Operatividad tienen asociados dos tipos de movimiento Cambio de Estado y/o Cambio de Disponibilidad. Se usan para los activos como las líneas, transformadores, módulos barrajes, reactores y compensadores, entre otros, a los cuales no puede asociarse un tipo de movimiento apertura o cierre, debido a que estos movimientos se realizan sobre las bahías asociadas a cada uno de ellos.
Activo	Sobre el cual se reportará la maniobra	Sobre el cual se reportará la ocurrencia de un disparo (evento).	Que modifica su disponibilidad o su Estado Operativo
Tiempo de Instrucción	Fecha y hora de confirmación de la maniobra al CND. Esta confirmación es la que se realiza de manera telefónica		
Tiempo de Ocurrencia	Fecha y hora en la cual ocurrió la maniobra.	Fecha y hora efectiva en la cual ocurrió el evento.	Fecha y hora en la cual ocurrió el Cambio de Disponibilidad o el cambio de Estado Operativo
Tiempo de Reporte	Fecha y hora de confirmación de la maniobra al CND. Esta confirmación es la que se realiza de manera telefónica	Fecha y hora de reporte del evento al CND. Este reporte es el que se realiza de manera telefónica.	
Tipo de movimiento	Está relacionado con el tipo de maniobra realizada sobre el activo. Se informará uno de estos tipos de movimiento: Apertura, Cierre o Movimiento de Taps.	Debido a que los eventos están asociados con disparos de activos, el tipo de movimiento será Apertura. Para el caso particular de un disparo de una compensación serie, el tipo de movimiento es Cierre. Adicionalmente se deberán reportar los Recierres ocurridos en los activos de Uso del STN y el Tipo de Movimiento será en ese caso Recierre.	Para este tipo de reporte habrán dos tipos de movimientos: Cambio de disponibilidad o Cambio de estado.
Disponibilidad	Se deberá detallar el porcentaje entre 0% y 100% de la capacidad nominal del activo. La disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del activo, en condiciones normales de operación. Para esta variable se	Se deberá detallar el porcentaje entre 0% y 100% de su capacidad nominal. La disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del activo, en condiciones normales de operación. Para esta variable se	Se deberá detallar el porcentaje entre 0% y 100% de su capacidad nominal. La disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del activo, en condiciones normales de operación. Para esta variable se deberá tener en cuenta lo descrito en la resolución CREG

Concepto	Maniobras Operativas	Eventos	Cambio de Operatividad
	deberá tener en cuenta lo descrito en la resolución CREG 093 de 2012 en lo referente a Capacidad Disponible del Activo.	deberá tener en cuenta lo descrito en la resolución CREG 093 de 2012 en lo referente a la Capacidad Disponible del Activo.	093 de 2012 en lo referente a la Capacidad Disponible del Activo. Para el tipo de movimiento Cambio de estado el valor de la disponibilidad es 100%, dado que un activo que se encuentra en Estado No Operativo está disponible al 100%.
Causa	Se debe informar el tipo de causa que aplique según lo relacionado en la tabla anterior, Tabla 86.	Se debe informar el tipo de causa que aplique según lo relacionado en la tabla anterior, Tabla 86.	Cuando el reporte corresponde a una disminución en la disponibilidad se debe informar el tipo de causa que aplique según lo relacionado en la tabla anterior, Tabla 86.

Nota: La afectación de la disponibilidad por horas de mantenimiento programadas no utilizadas, se tomará la información de Fecha de Inicio y Final Programada y Real de las consignaciones, la cual es registrada en del Sistema Nacional de Consignaciones SNC.

Esta indisponibilidad, de existir, será sumada a la variable HID, horas de indisponibilidad del activo.

3.2. INSTRUCTIVOS Y PROCEDIMIENTOS PARA REPORTE DE INFORMACIÓN OPERATIVA DE LOS ACTIVOS DE TRANSMISIÒN STR

En este Instructivo [6] se establecen los procedimientos para el reporte, validación y solicitud de modificación de la información de maniobras y eventos, en los activos pertenecientes a los Sistemas Regionales de Transmisión (STR).

Para el reporte de la información operativa se separaran las situaciones que causan indisponibilidad parcial o total de un activo en **programadas** y **no programadas**.

- **Reporte Tipo Maniobra:** Este tipo de reporte se debe realizar para cualquier maniobra realizada sobre los activos del STR. Esta es una situación que causa la indisponibilidad total o parcial de un activo de manera **programada**.

  Se definen los procedimientos para el registro de las siguientes maniobras:

  - Apertura y cierre de Activos del STR.
  - Movimiento de Cambiadores de Tomas de los Transformadores de conexión al STN.

  Las demás maniobras no serán incluidas en la Base de Datos.

- **Reporte Tipo Evento**: Este reporte debe contener toda la información relacionada con las situaciones **no programadas**, generalmente relacionada con apertura de equipos, que afecten activos del STR.

- **Reporte Tipo Cambio de Operatividad**: Este tipo de reporte debe realizarse cuando un activo modifique su disponibilidad parcial o totalmente o cuando un activo cambie su estado a No Operativo o finalice el estado No Operativo.

3.2.1. TIPOS DE CAUSAS

Actos de Terrorismo: Situación originada por actos de terrorismo y que afecta el Sistema de Transmisión Regional – STR.

Actuación Esquema Suplementario: Situación originada por la actuación de Esquemas Suplementarios de Protección instalados para evitar que se presente sobrecargas en circuitos o transformadores remunerados en el Nivel de Tensión 4. Esta causa se debe asignar a los activos que originaron la instalación del esquema.

Aumento Disponibilidad: Situación en la cual se aumenta la disponibilidad al 100% después de ocurrido un evento o maniobra que originó indisponibilidad de un Activo de Uso del STR o de Conexión al STN.

Catástrofe Natural: Situación originada por una catástrofe natural tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados y que afecta el Sistema de Transmisión Regional – STR.

Condición Operativa: Situaciones de indisponibilidad ocasionadas por condiciones operativas del SIN, por ejemplo, actuación de relés de sobre y baja tensión, sobre y baja frecuencia, entre otros. Incluye la actuación de Esquemas Suplementarios de Protecciones instalados para garantizar la confiabilidad y seguridad del SIN.

Estado No Operativo: Cuando un activo que estando disponible no se puede operar debido a la indisponibilidad de otro activo según lo previsto en el numeral 11.1.8.2 de la Resolución CREG 097 de 2008 o la que la modifique o sustituya.

Expansión: Mantenimientos programados asociados a trabajos de expansión. Para este tipo de causa se deberá informar el número de la Consignación Nacional asociada con el activo.

Finaliza Estado No Operativo: Causa con la cual un activo finaliza el Estado No Operativo.

Forzado: Causa que describe la situación de indisponibilidad parcial o total de un Activo de Uso de los STR o SDL y que ocurre de manera no programada.

Forzado Externo: Cuando un activo que estando disponible no se puede operar debido a la indisponibilidad de otro activo de aquellos que conforman su Grupo de Activos.

Instrucción CND: Instrucciones dadas por el CND por consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN, tales como conexión y desconexión de Reactores y Condensadores, apertura o cierre de circuitos para control de tensión, apertura de líneas para redistribución de flujos en redes de Nivel de Tensión 4, movimientos de Cambiadores de Tomas de Transformadores de Conexión al STN, entre otras.

Maniobra Apertura: Apertura de un activo.

Maniobra Cierre: Cierre de un activo.

Mantenimiento: Mantenimiento asociado a una consignación nacional. Para este tipo de causa se deberá informar el Número de la Consignación Nacional asociada con el activo.

Mantenimiento Mayor: Mantenimiento asociado a una consignación para Mantenimiento Mayor. Para este tipo de causa se deberá informar el Número de la Consignación Nacional asociada con el activo.

Plan Ordenamiento Territorial: Ejecución de obras por parte de entidades estatales o modificaciones a las existentes ordenadas en los Planes de Ordenamiento Territorial. Para este tipo de causa se deberá informar el Número de la Consignación Nacional asociada con el activo.

3.2.2. CLASIFICACIÓN DEL TIPO DE REPORTES

En la siguiente Tabla se clasifican los tipos de Causa asociadas a los tres tipos de Reporte: Maniobra, Cambio de Operatividad o Evento, y cuál de ellas resultan como Indisponibilidades excluidas según las Resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 094 de 2012. Ver que en la columna final se identifican los tipos de causa que son producto de ser excluidas del grupo de eventos que generan indisponibilidades y que no deben ser contabilizadas.

Tabla 88: Clasificación de los tipos de Causa asociadas a los tipos de Reportes para el STN

	Tipo de Reporte			
Tipo de Causa	Maniobra	Evento	Cambio de Operatividad	Indisponibilidad Excluida*
Actos de Terrorismo	√	√	√	SI
Catástrofe Natural	√	√	√	SI
Condición Operativa	√	√	√	SI
Expansión	√	√	√	SI
Instrucción CND	√	NA	√	SI
Mantenimiento Mayor	√	√	√	SI
Plan Ordenamiento Territorial	√	√	√	SI
Actuación de Esquema Suplementario	NA	√	√	NO
Forzado	NA	√	√	NO
Maniobra Apertura	√	NA	NA	NO
Maniobra Cierre	√	NA	NA	NO
Mantenimiento	√	√	√	NO
Aumento de Disponibilidad	NA	NA	√	NA
Estado No Operativo	√	√	√	NA
Finaliza Estado No Operativo	√	NA	√	NA
Forzado Externo	NA	√	NA	NA

Tabla 89: Resumen de la información contenida en los Reportes del STR

Concepto	Tipo Maniobra	Eventos	Cambio de Operatividad
Descripción	Un reporte tipo Maniobra debe realizarse cuando ocurre de manera **programada** una situación que modifica la disponibilidad de un activo de manera parcial o total. De manera general las maniobras que se deben reportar están referidas a apertura y cierre de interruptores y movimientos de cambiadores de taps.	Un reporte tipo Evento debe realizarse cuando ocurre de manera **no programada** una situación que modifica la disponibilidad de un activo de manera parcial o total.	Los reportes Cambio de Operatividad tienen asociados dos tipos de movimiento Cambio de Estado y/o Cambio de Disponibilidad. Se usan para los activos como las líneas, transformadores, módulos barrajes, reactores y compensadores, entre otros, a los cuales no puede asociarse un tipo de movimiento apertura o cierre, debido a que estos movimientos se realizan sobre las bahías asociadas a cada uno de ellos.
Activo	sobre el cual se reporta la maniobra	sobre el cual se reportará el evento	que modifica su disponibilidad
Tiempo de Instrucción	Aplica para los casos definidos en el numeral 4.2.1, y corresponde a la fecha y hora en la cual el CND dio la instrucción de maniobra.		
Tiempo de Ocurrencia	Fecha y hora efectiva en la cual ocurrió la maniobra	Fecha y hora efectiva en la cual ocurrió el evento.	Hora efectiva en la cual ocurrió el Cambio de Disponibilidad o el cambio de estado de Operatividad
Tiempo de Reporte	Fecha y hora de confirmación de la maniobra al CND.	Fecha y hora de reporte del evento al CND	
Tipo de movimiento	Se informará uno de estos tipos de movimiento: Apertura, Cierre o Movimiento de Taps	Debido a que los eventos están asociados con disparos de activos, el tipo de movimiento será Apertura. Los recierres automáticos no se reportan.	Para este tipo de reporte habrán dos tipos de movimientos: Cambio de disponibilidad o Cambio de estado, utilizado para reportar los Activos No Operativos.
Disponibilidad	Se deberá detallar el porcentaje entre 0% y 100% de su capacidad nominal. La disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del activo, en condiciones normales de operación. Para esta variable se deberá tener en cuenta lo descrito en la resolución CREG 094 de 2012 en lo referente a Capacidad Disponible del Activo	Se deberá detallar el porcentaje entre 0% y 100% de su capacidad nominal. La disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del activo, en condiciones normales de operación	Si el tipo de movimiento es Cambio de disponibilidad Se deberá detallar el porcentaje entre 0% y 100% de su capacidad nominal. La disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del activo, en condiciones normales de operación. Para el tipo de movimiento Cambio de estado el valor de la disponibilidad es 100%, un activo que se encuentra en Estado No Operativo está disponible al 100%.
Causa	Se debe informar el tipo de causa que aplique según lo relacionado en la Tabla 88.	Se debe informar el tipo de causa que aplique según lo relacionado en la Tabla 88. Para la causa Estado No Operativo el Transportador se deberá informar el activo del STR causante de la indisponibilidad	Cuando el reporte corresponde a una disminución en la disponibilidad se debe informar el tipo de causa que aplique según lo relacionado en la Tabla 88. Para la causa Estado No Operativo se deberá informar el activo del STR causante de la indisponibilidad y para las causas Mantenimiento, Mantenimiento Mayor y Expansión deberá informar el número de la consignación nacional asociada con el activo. Cuando el reporte corresponde a un aumento en la disponibilidad al 100% la causa es Aumento de disponibilidad