



**ESTUDIO TECNICO DE MIGRACION DE USUARIOS A
NIVELES DE TENSION SUPERIORES (MUNTS)**

2017

Revisión 0

**SUBGERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
División de Ingeniería de Proyectos DIP**

Neiva, septiembre de 2017.

CONTROL DE REVISIONES

| Revisión No | Aspecto Revisado | Fecha |
|-------------|------------------|------------|
| 0 | Emisión Inicial | 21/09/2017 |
| 1 | | |
| 2 | | |

CONTROL DE RESPONSABLES

| Etapa | | 0 | 1 | 2 |
|-------------|----------------|------------|---|---|
| Elaboración | Responsable(s) | | | |
| | Fecha | 21/09/2017 | | |
| Revisión | Responsable(s) | | | |
| | Fecha | 22/09/2017 | | |
| Aprobación | Responsable(s) | | | |
| | Fecha | 22/09/2017 | | |

TABLA DE CONTENIDO

| | | |
|---|---------------------------------------------------------------------------|----|
| 1 | INTRODUCCIÓN | 5 |
| 2 | OBJETO..... | 6 |
| 3 | DEFINICIONES..... | 6 |
| 4 | MARCO NOMATIVO..... | 10 |
| 5 | LINEAMIENTOS | 11 |
| | 5.1 Consideraciones para el lineamiento | 11 |
| | 5.2 Consideraciones para la elaboración del estudio técnico de MUNTS..... | 12 |
| 6 | ASPECTOS TECNICOS DE LA RED | 13 |
| | 6.1 Regulación de tensión | 13 |
| | 6.2 Pérdidas técnicas | 17 |
| | 6.3 Niveles de cortocircuito..... | 17 |
| | 6.4 Cargabilidad de transformadores..... | 20 |

DOCUMENTO EN ESTUDIO

LISTA DE FIGURAS

| | |
|-------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 Tensión en barras de las subestaciones de Zona Norte. | 14 |
| Figura 2 Tensión en barras de las subestaciones de Zona Neiva. | 15 |
| Figura 3 Tensión en barras de las subestaciones de Zona Occidente. | 15 |
| Figura 4 Tensión en barras de las subestaciones de Zona Centro. | 16 |
| Figura 5 Tensión en barras de las subestaciones de Zona Sur. | 16 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1. Niveles de cortocircuito en barras del sistema. | 19 |
| Tabla 2. Cargabilidad de transformadores. | 21 |

DOCUMENTO EN ESTUDIO

1 INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de la resolución CREG 097 de 2008, artículo 13 “Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores – MUNTS”, se realiza el presente estudio considerando pérdidas técnicas, regulación de tensión, calidad del sistema de distribución.

El documento servirá para establecer las bases sobre las cuales se permitirá la migración de un usuario a un nivel de tensión superior, siempre y cuando las condiciones técnicas de la infraestructura existente lo permitan. En caso que un usuario presente al Operador de Red Electrohuila la solicitud de cambio de nivel de tensión, la justificación técnica de la necesidad de la migración se basara en el mismo.

Para considerar el estudio preliminar de una solicitud de migración se requiere el trámite de la factibilidad, y será otorgada si el resultado del estudio interno considera viable la migración correspondiente sin que este afecte las condiciones de prestación del servicio a otros usuarios existentes en Electrohuila y se cuente con capacidad disponible en el punto solicitado.

2 OBJETO

Fijar los lineamientos para la Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores –MUNTS–, dando cumplimiento al Artículo 13 de la Resolución CREG 097 de 2008.

3 DEFINICIONES

las siguientes definiciones están contenidas en el Artículo 1 de la resolución CREG 097 de 2008:

Activos de Conexión del OR al STN. Son los bienes que se requieren para que un Operador de Red se conecte físicamente al Sistema de Transmisión Nacional.

Activos de Conexión a un STR o a un SDL. Son los bienes que se requieren para que un Operador de Red se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local de otro OR. También son Activos de Conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los Niveles de Tensión 4, 3, 2 o 1. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual.

Activos de Uso de STR y SDL. Son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV, se clasifican en UC, no son Activos de Conexión y son remunerados mediante Cargos por Uso de STR o SDL.

Centro Nacional de Despacho (CND). Entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como

objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los Acuerdos del CNO.

Conexión y Acceso a Redes. Es el derecho que tiene todo usuario a utilizar las redes del Sistema de Transmisión Nacional, de un Sistema de Transmisión Regional y/o un Sistema de Distribución Local, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio, el pago de las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consignado en la Ley.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Disponibilidad. Se define como el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un Activo de Uso estuvo en servicio, o disponible para el servicio. La Disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del Activo, en condiciones normales de operación.

Evento. Situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un Activo de Uso de los STR o SDL.

Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD). Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR durante el período usado como referencia.

Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada

(ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR durante el trimestre de evaluación.

Indisponibilidad. Se define como el tiempo sobre un período dado, durante el cual un Activo de Uso no estuvo en servicio o disponible para el servicio, con toda o parte de su Capacidad Nominal.

Mercado de Comercialización. Conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, servido por un mismo Operador de Red (OR), y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.

Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores (MUNTS).¹ Es la conexión de un usuario final al sistema de un OR en un Nivel de Tensión superior al que se encontraba conectado.

Niveles de Tensión. Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

¹ “Es la conexión de un usuario final al sistema de un OR en un Nivel de Tensión Superior al que se encontraba conectado”. Definición dada por la Resolución CREG 097 de 2008.

Nodo. Punto donde se conectan físicamente varios elementos de un sistema eléctrico, Normalmente es el barraje de una subestación.

Operador de Red de STR y SDL (OR). Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros, Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.

Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4, Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

Usuario. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor. Para los efectos de esta Resolución se denominará Usuario Final.

Usuarios de los STR o SDL. Son los Usuarios finales del servicio de energía eléctrica, Operadores de Red y Generadores conectados a estos sistemas.

4 MARCO NOMATIVO

Los Usuarios de los SDL podrán migrar a un nivel de tensión superior, siempre que cumplan los siguientes requisitos ante el Operador de Red Electrohuila S.A. E.S.P.:

1. Justificar técnicamente la necesidad de cambio de Nivel de Tensión.
2. Obtener autorización del Operador de Red a cuyas redes se encuentra conectado el usuario cuando el cambio propuesto es en el sistema del mismo Operador de Red.
3. Si el usuario requiere mantener la instalación donde se encuentra conectado, deberá cumplir con lo establecido en el Artículo 14 de la Resolución CREG 097 de 2008.

En el caso de una solicitud de migración de un usuario a un nivel de tensión superior se deben considerar las condiciones de conexión establecidas en el Capítulo 4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998, con excepción

de los plazos establecidos en el numeral 4.4.3, los cuales son modificados, para este caso, por el establecido en el párrafo 2 del Artículo 13

5 LINEAMIENTOS

El estudio de cambio de nivel de tensión se efectuará siempre y cuando:

- La capacidad instalada del cliente sea igual o superior a 1 MVA, para migrar de 13.2 kV a 34.5 kV.
- La capacidad instalada del cliente sea igual o superior a 10 MVA, para migrar de 34,5 kV a 115 kV.

5.1 Consideraciones para el lineamiento

No obstante, lo anterior, debe tenerse en cuenta que:

- No se permitirá la unificación de medidas de clientes para la solicitud de MUNTS.
- El cliente deberá presentar la solicitud de MUNTS ante Electrohuila, con el respectivo estudio técnico que justifique la necesidad del cambio de nivel de tensión.
- El OR estudiará particularmente cada solicitud de MUNTS, en caso de ser factible la migración definirá el punto de conexión de acuerdo con sus criterios técnicos.
- Para migraciones a 34.5 kV no se permiten conexiones a circuitos de subtransmisión dedicados exclusivamente a alimentar subestaciones del sistema 34,5/13.2 kV. En consecuencia, la conexión deberá ser en un circuito de distribución o en una subestación. No obstante, Electrohuila estudiará cada caso en particular y dará las recomendaciones para la conexión con base en las normas técnicas de energía y en los

lineamientos de configuración de subestaciones de Electrohuila, según sea el caso.

- Para migraciones a 115 kV, no se permiten conexiones en "T". En consecuencia, el cliente deberá buscar la conexión en una subestación, o proponer la creación de una nueva dentro del sistema, la cual se someterá a consideración de Electrohuila y la UPME.
- Migraciones a 115 kV que impliquen expansión en activos de uso, deben presentar estudio de conexión a Electrohuila con los requisitos solicitados para la aprobación de activos definida por la UPME, para someterlo a su aprobación.
- En los casos que Electrohuila considere que la entrada de la nueva carga pueda impactar significativamente las condiciones operativas de la red, éste podrá solicitar la ampliación del estudio técnico a un estudio de conexión según la regulación vigente.

5.2 Consideraciones para la elaboración del estudio técnico de MUNTS

Electrohuila verificará el cumplimiento de los requerimientos de la migración propuesta por el cliente, consignados en el estudio técnico. Este estudio debe garantizar como mínimo lo siguiente:

- La confiabilidad y calidad de la potencia del circuito al cual se migra, no se deteriore con la entrada de la nueva carga.
- La nueva carga no supere los lineamientos de cargabilidad estipulados por Electrohuila en cada nivel de tensión.
- La regulación de tensión del circuito al cual se migra, no debe ser inferior a 0.9 pu en condiciones de operación normal con la entrada de la nueva carga.

6 ASPECTOS TECNICOS DE LA RED

En este capítulo se presenta una descripción genérica de las condiciones técnicas de las redes de los Sistemas de Distribución Local, Sistemas de Transmisión Regional y activos de conexión al Sistema Transmisión Nacional operados por Electrohuila S.A. E.S.P., incluyendo aspectos como calidad del servicio y cálculos de corrientes de cortocircuito a través de un análisis de estado estacionario en condiciones normales de operación del sistema eléctrico de la empresa.

6.1 Regulación de tensión

De acuerdo con la Resolución CREG 024 de 2005 y la NTC 1340, en condiciones normales de suministro, el operador de red debe garantizar una regulación de tensión de +/-10% en los niveles de Tensión 1, 2 y 3; y de +5/-10% en el nivel de tensión 4. Por lo anterior el criterio de regulación de tensión adoptado en los análisis de este estudio consideran 0.9 p.u. como voltaje mínimo en el nodo de menor nivel de tensión para cada uno de los circuitos de 13.2 kV, 34.5 kV y 115 kV a analizar.

A continuación, en las gráficas 1 a 5 se muestran las tensiones en porcentaje para las barras del sistema Electrohuila en el escenario de demanda máxima registrada en el periodo comprendido entre enero de 2016 y julio de 2017.

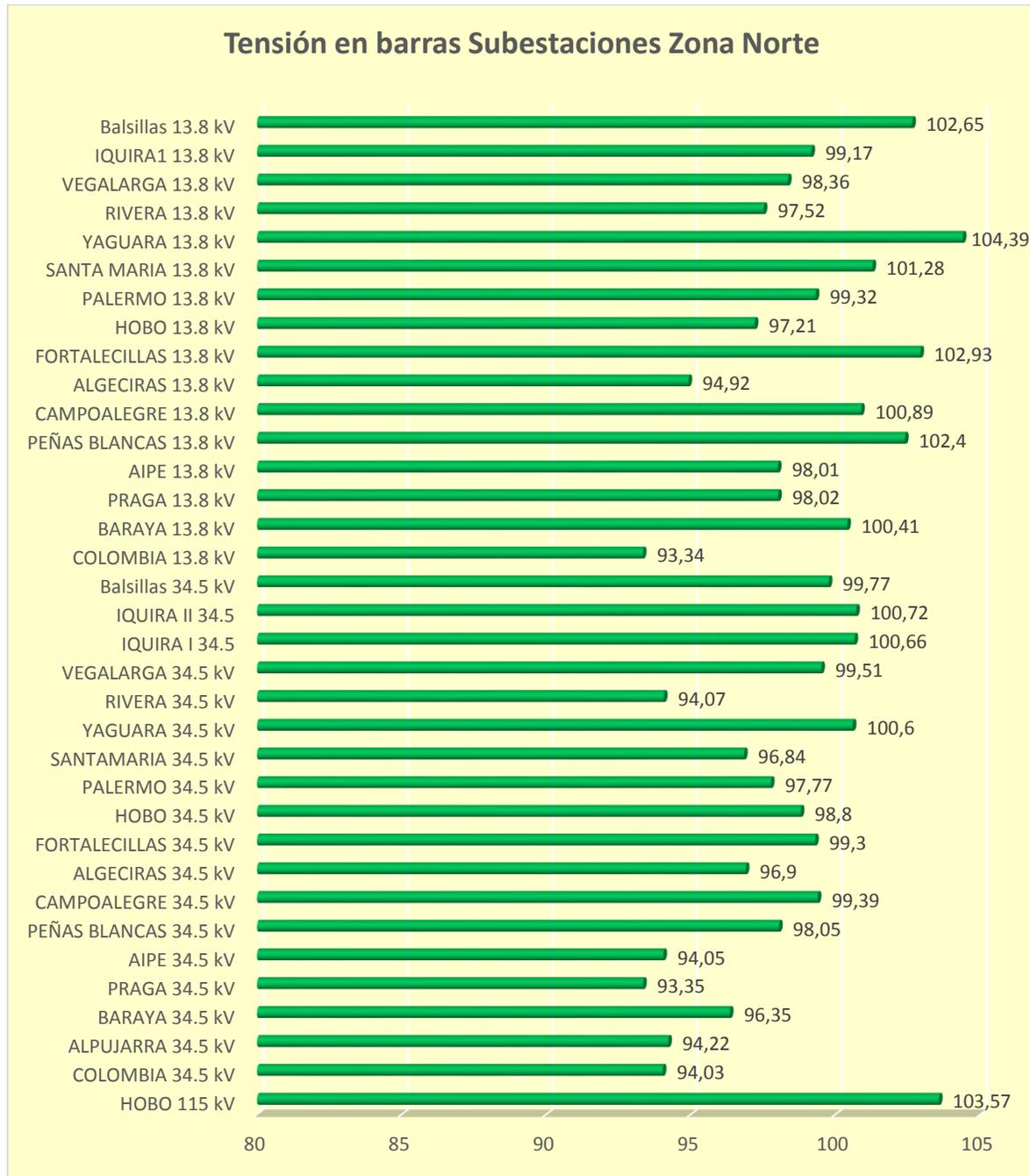


Figura 1 Tensión en barras de las subestaciones de Zona Norte.

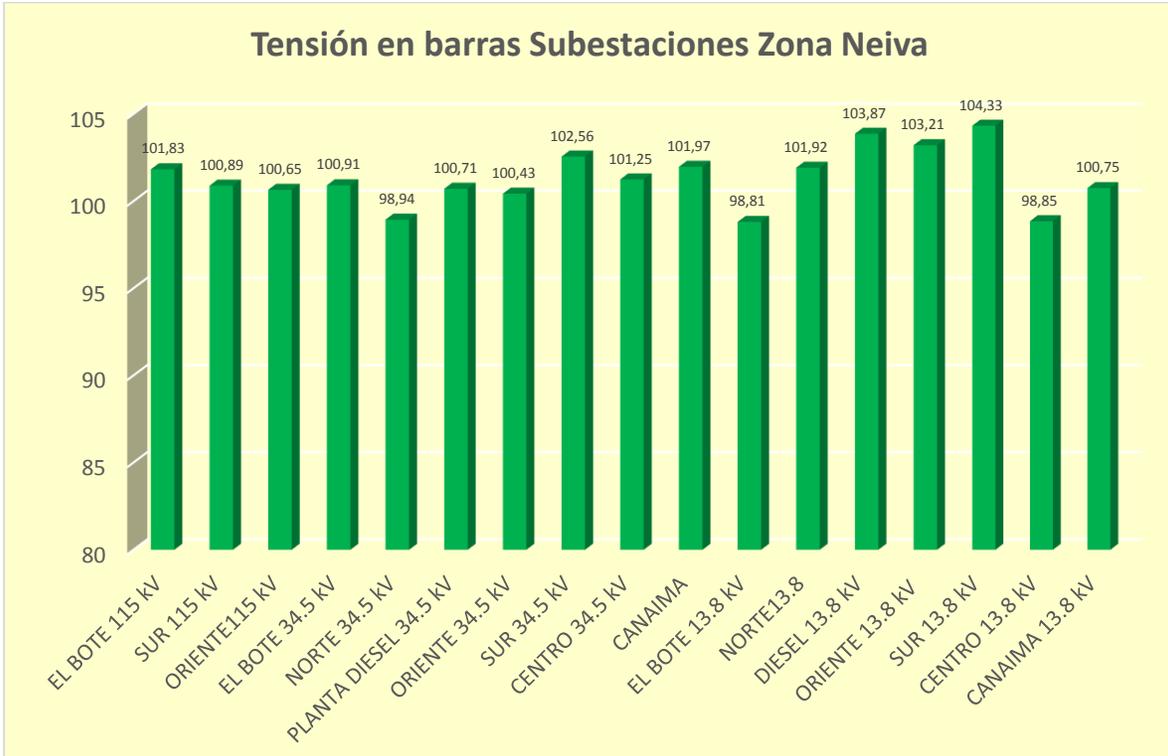


Figura 2 Tensión en barras de las subestaciones de Zona Neiva.



Figura 3 Tensión en barras de las subestaciones de Zona Occidente.

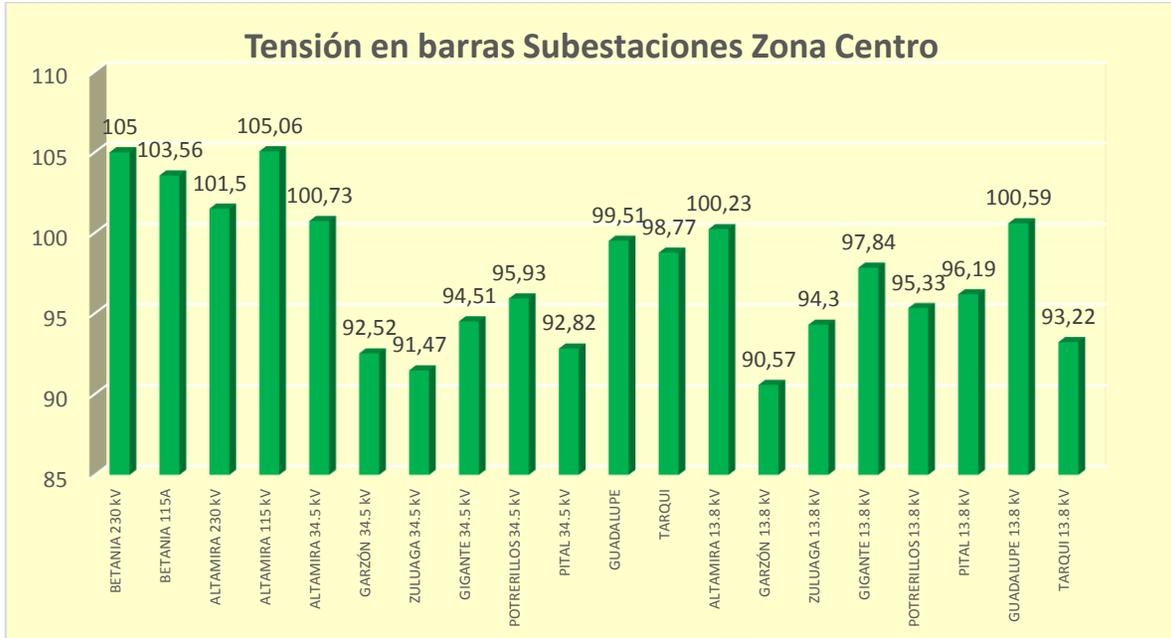


Figura 4 Tensión en barras de las subestaciones de Zona Centro.

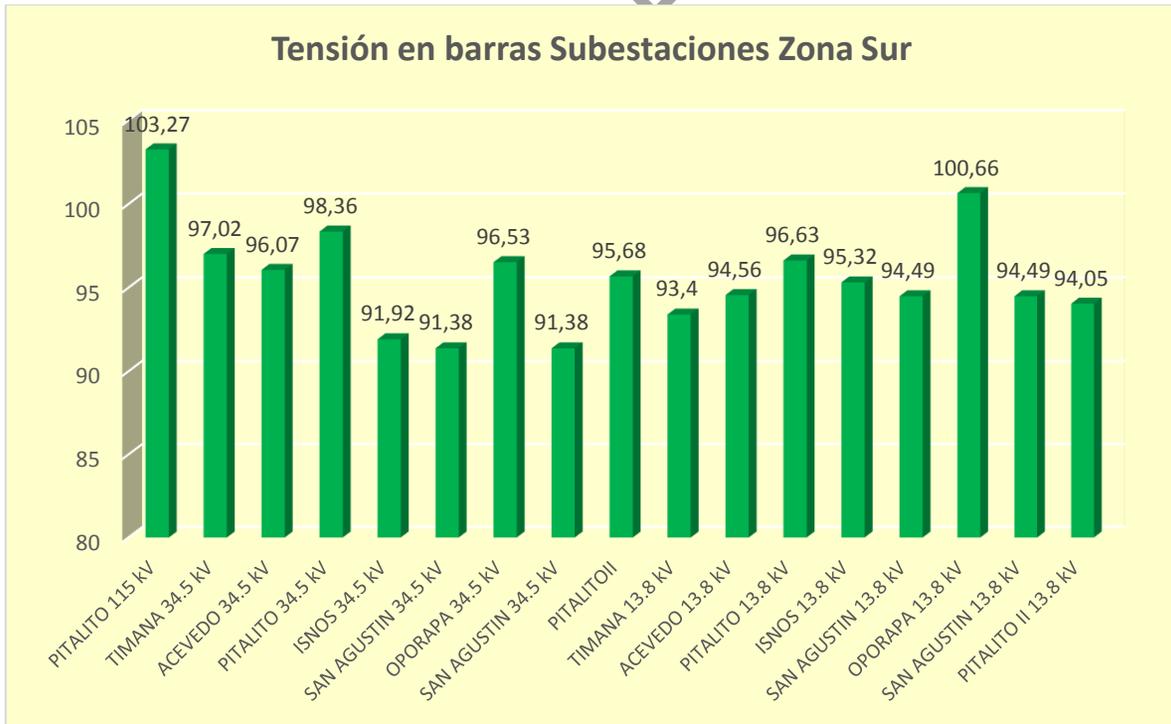


Figura 5 Tensión en barras de las subestaciones de Zona Sur.

6.2 Pérdidas técnicas

De acuerdo con el capítulo 12 de la resolución CREG 097 de 2008, Electrohuila cuenta con unos índices de pérdidas reconocidos por el ente regulador en cada nivel de tensión. La determinación de pérdidas reconocidas, resulta del análisis técnico del sistema con base en la información entregada en cumplimiento de las Circulares CREG 013 y 015 de 2007 y, adicionalmente, en la información entregada por XM Expertos en Mercados S.A. E.S.P. con la simulación de pérdidas en el STR.

Por lo anterior, Electrohuila estudiará para cada caso de solicitud de MUNTS, cómo las pérdidas asociadas a su conexión impactan los índices de pérdidas reconocidos, en el nivel de tensión requerido.

6.3 Niveles de cortocircuito

En esta sección se presentan los niveles de falla calculados en estado estable, los cuales fueron obtenidos mediante el método de cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos AC descrito en el estándar IEC 60909 del año 2001.

El método de cálculo utilizado aplica para corrientes asociadas a cortocircuitos balanceados y desbalanceados los cuales sirven para determinar la capacidad o valores nominales del equipo eléctrico.

Dependiendo de la aplicación de los resultados, se requieren conocer diferentes tipos de corrientes de cortocircuito, cuya caracterización en el punto de

localización del cortocircuito varía en función del tiempo, desde el instante de inicio hasta la finalización del fenómeno transitorio.

A continuación, se presentan como referencia los resultados obtenidos para la corriente de cortocircuito simétrica inicial denotada como I_k'' .

| Barra | cc trifa | cc monof |
|-----------------------|--------------|--------------|
| | I_k'' [kA] | I_k'' [kA] |
| BARAYA 34.5 kV | 0,877 | 0,553 |
| BARAYA 13.8 kV | 0,848 | 0 |
| CAMPO YAGUARA 34.5kV | 1,163 | 0,735 |
| ALPUJARRA 34.5 kV | 0,438 | 0,273 |
| PRAGA 34.5 kV | 0,454 | 0,28 |
| PRAGA 13.8 kV | 0,481 | 0,553 |
| ORIENTE 34.5 kV | 8,879 | 10,958 |
| ORIENTE 13.8 kV | 6,829 | 7,601 |
| TIMANA 13.8 kV | 1,666 | 2,029 |
| COLOMBIA 34.5 kV | 0,39 | 0,243 |
| COLOMBIA 13.8 kV | 0,561 | 0,689 |
| IQUIRA I 34.5 | 2,506 | 2,656 |
| IQUIRA1 13.8 kV | 1,086 | 1,096 |
| Pitalito 13.8 kV | 3,863 | 4,74 |
| TARQUI 13.8 kV | 1,391 | 1,482 |
| ALTAMIRA 34.5 kV | 4,541 | 6,423 |
| Acevedo 13.8 kV | 1,294 | 1,637 |
| HOBO 34.5 kV | 3,937 | 3,717 |
| HOBO 13.8 kV | 1,938 | 2,074 |
| ALGECIRAS 34.5 kV | 1,218 | 0,803 |
| ALGECIRAS 13.8 kV | 1,342 | 1,071 |
| SURABASTOS 34.5 kV | 8,346 | 6,319 |
| CAMPOALEGRE 34.5 kV | 1,958 | 1,311 |
| CAMPOALEGRE 13.8 kV | 2,822 | 3,478 |
| GUADALUPE 13.8 kV | 1,311 | 1,421 |
| PLANTA DIESEL 34.5 kV | 9,77 | 9,48 |
| DIESEL 13.8 kV | 7,225 | 8,009 |
| CAMPO TELLO 34.5 kV | 4,078 | 2,468 |
| PITAL 34.5 kV | 1,593 | 0,965 |
| GIGANTE 34.5 kV | 0,947 | 0,588 |
| GARZÓN 34.5 kV | 1,53 | 1,014 |
| Rivera 34.5 kV | 0,906 | 0,572 |
| RIVERA 13.8 kV | 1,521 | 1,956 |
| PITALITO 34.5 kV | 2,778 | 2,463 |
| ZULUAGA 34.5 kV | 0,425 | 0,266 |
| LA PLATA 13.8 kV | 1,555 | 1,888 |
| TARQUI | 2,958 | 2,272 |
| SUR 34.5 kV | 9,389 | 7,417 |
| SUR 13.8 kV | 9,67 | 11,197 |
| BALSILLAS 13.8 kV | 0,869 | 1,064 |
| Balsillas 34.5 kV | 0,574 | 0,347 |
| ALTAMIRA 13.8 kV | 4,103 | 4,664 |
| PAICOL 13.8 kV | 0,869 | 1,11 |

| | | |
|-----------------------|--------|--------|
| CENTRO 34.5 kV | 8,119 | 6,606 |
| CENTRO 13.8 kV | 3,907 | 0 |
| PITAL 13.8 kV | 1,357 | 1,527 |
| SEBORUCO 34.5 kV | 6,407 | 6,413 |
| GUADALUPE | 2,214 | 2,091 |
| CANAIMA | 5,545 | 3,812 |
| CANAIMA 13.8 kV | 4,811 | 5,418 |
| POTRERILLOS 34.5 kV | 1,329 | 0,86 |
| RIONEGRO 34.5 kV | 0,528 | 0,332 |
| GARZON 13.8 kV | 2,414 | 3,164 |
| NORTE 34.5 kV | 6,128 | 4,653 |
| NORTE13.8 | 6,19 | 7,136 |
| ISNOS 13.8 kV | 0,846 | 0,976 |
| SANTAMARIA 34.5 kV | 0,66 | 0,41 |
| SANTA MARIA 13.8 kV | 0,933 | 1,136 |
| SAN AGUSTIN 34.5 kV | 0,787 | 0,522 |
| GALLEGO 13.8 kV | 0,907 | 1,105 |
| LA PLATA34.5 | 1,154 | 0,679 |
| ISNOS 34.5 kV | 0,826 | 0,441 |
| PETROCOL 34.5 kV | 0,639 | 0,393 |
| EL BOTE 34.5 kV | 11,121 | 13,467 |
| EL BOTE 13.8 kV | 5,22 | 5,566 |
| RIONEGRO 13.8 kV | 0,801 | 0,998 |
| POTRERILLOS 13.8 kV | 0,55 | 0,581 |
| GALLEGO 34.5 kV | 0,657 | 0,393 |
| PAICOL 34.5 kV | 0,528 | 0,331 |
| PTO VALENCIA 34.5 kV | 0,613 | 0,391 |
| ZULUAGA 13.8 kV | 0,604 | 0,74 |
| FORTALECILLAS 34.5 kV | 2,944 | 1,979 |
| FORTALECILLAS 13.8 kV | 1,489 | 1,592 |
| PALERMO 34.5 kV | 1,412 | 0,913 |
| PALERMO 13.8 kV | 1,938 | 2,346 |
| ACEVEDO 34.5 kV | 0,813 | 0,513 |
| YAGUARA 34.5 kV | 2,626 | 1,994 |
| YAGUARA 13.8 kV | 1,756 | 1,924 |
| VEGALARGA 34.5 kV | 1,09 | 0,689 |
| VEGALARGA 13.8 kV | 0,922 | 1,027 |
| PITALITO 115 kV | 2,129 | 1,6 |
| SAN AGUSTIN 13.8 kV | 1,04 | 1,256 |
| GIGANTE 13.8 kV | 1,036 | 1,211 |
| IQUIRA II 34.5 | 2,975 | 2,955 |
| OPORAPA 34.5 kV | 0,934 | 0,626 |
| OPORAPA 13.8 kV | 1,222 | 1,474 |
| TIMANA 34.5 kV | 1,215 | 0,858 |
| PEÑAS BLANCAS 34.5 kV | 1,272 | 0,74 |
| PEÑAS BLANCAS 13.8 kV | 0,627 | 0,669 |
| AIPE 34.5 kV | 0,897 | 0,553 |
| AIPE 13.8 kV | 1,583 | 1,094 |
| PITALITOII | 1,973 | 1,517 |
| PITALITO II 13.8 kV | 2,818 | 3,477 |

Tabla 1. Niveles de cortocircuito en barras del sistema.

Los resultados mostrados anteriormente se presentan como un referente, en caso de que el cliente considere los impactos en cortocircuito en el estudio técnico requerido para la solicitud de MUNTS. En ningún caso servirán como insumo para la justificación de una solicitud en particular.

6.4 Cargabilidad de transformadores

La tabla 1 muestran el nivel de carga de los transformadores 230/115 kV, 115/34.5 kV y 34.5/13.8 kV del sistema eléctrico de Electrohuila para el escenario de demanda máxima registrada en el periodo comprendido entre enero y julio de 2017.

| S/E | Tensiones primario/secundario [kV] | Potencia Max [MVA] | Cargabilidad Máxima % |
|---------------|------------------------------------------|-----------------------|--------------------------|
| ALTAMIRA 230 | 230/115 | 150 | 82,70% |
| EL BOTE 46 | 115/34,5 | 46 | 73,83% |
| EL BOTE 40 | 115/34,5 | 40 | 81,8% |
| SUR 115 | 115/34,5 | 40 | 101,86% |
| ORIENTE 115 | 115/34,5 | 50 | 84,9% |
| SEBORUCO | 115/34,5 | 17 | 68,82% |
| ALTAMIRA 115 | 115/34,5 | 47 | 70,41% |
| PITALITO 115 | 115/34,5 | 25 | 99,17% |
| HOBO 115 | 115/34,5 | 25 | 63,54% |
| EL BOTE | 34,5/13.8 | 12,5 | 90,38% |
| NORTE | 34,5/13.8 | 20 | 80,92% |
| CENTRO | 34,5/13.8 | 20 | 63,52% |
| PLANTA DIESEL | 34,5/13.8 | 20 | 87,99% |
| SUR | 34,5/13.8 | 33,30 | 38,31% |
| FORTALECILLAS | 34,5/13.8 | 2,5 | 84,07% |
| CAMPOALEGRE | 34,5/13.8 | 6,25 | 66,80% |
| ORIENTE 34.5 | 34,5/13.8 | 20 | 47,94% |
| CANAIMA | 34,5/13.8 | 12,5 | 68,90% |
| IQUIRA 1 | 34,5/13.8 | 1,5 | 100,60% |
| ALTAMIRA | 34,5/13.8 | 12,5 | 32,36% |
| GARZÓN | 34,5/13.8 | 12,5 | 55,00% |
| LA PLATA | 34,5/13.8 | 6,25 | 61,36% |
| PITALITO | 34,5/13.8 | 20 | 48,05% |
| HOBO | 34,5/13.8 | 3 | 76,79% |

| | | | |
|---------------|-----------|------|---------|
| ACEVEDO | 34,5/13.8 | 6,25 | 55,04% |
| AIPE | 34,5/13.8 | 5 | 72,91% |
| ALGECIRAS | 34,5/13.8 | 2,75 | 89,73% |
| BALSILLAS | 34,5/13.8 | 2,5 | 5,24% |
| BARAYA | 34,5/13.8 | 1,5 | 64,64% |
| COLOMBIA | 34,5/13.8 | 1,5 | 58,55% |
| GALLEGO | 34,5/13.8 | 3 | 80,62% |
| GIGANTE | 34,5/13.8 | 3,6 | 35,00% |
| GUADALUPE | 34,5/13.8 | 2,5 | 86,02% |
| ISNOS | 34,5/13.8 | 2 | 101,18% |
| OPORAPA | 34,5/13.8 | 3 | 65,67% |
| PAICOL | 34,5/13.8 | 3 | 67,29% |
| PALERMO | 34,5/13.8 | 5 | 70,67% |
| PEÑAS BLANCAS | 34,5/13.8 | 1 | 44,96% |
| POTRERILLOS | 34,5/13.8 | 1,5 | 16,71% |
| PITAL | 34,5/13.8 | 2,50 | 72,68% |
| PRAGA | 34,5/13.8 | 1,5 | 50,45% |
| RIO NEGRO | 34,5/13.8 | 2,5 | 18,06% |
| RIVERA | 34,5/13.8 | 5 | 88,59% |
| SAN AGUSTIN | 34,5/13.8 | 3 | 85,09% |
| SANTA MARIA | 34,5/13.8 | 2,5 | 40,99% |
| SOLARTE | 34,5/13.8 | 12,5 | 61,37% |
| TARQUI | 34,5/13.8 | 2,5 | 59,41% |
| TIMANA | 34,5/13.8 | 5 | 44,14% |
| VEGALARGA | 34,5/13.8 | 2,5 | 37,10% |
| YAGUARA | 34,5/13.8 | 2,5 | 77,02% |
| ZULUAGA | 34,5/13.8 | 1,5 | 91,55% |
| PIP | 34,5/13.8 | 1,6 | 42,25% |

Tabla 2. Cargabilidad de transformadores.