

80
EDICIÓN

MARZO 2019

REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía

Edición dedicada a la
**DISTRIBUCIÓN
DE LA ENERGÍA**



PRÓXIMOS INICIOS

INICIO MARZO



GOBIERNO CORPORATIVO 



GESTIÓN DE LOS PROCESOS DE DESARROLLO DE LA RED

INICIO ABRIL



NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA. ACTUALIZACIÓN Y APLICACIÓN AL SECTOR ENERGÉTICO 



REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN PARA CLIENTES REGULADOS Y CALIDAD DE SERVICIO



CABLES APANTALLADOS



COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA



PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SECTOR ELÉCTRICO



TARIFAS EN DISTRIBUCIÓN PARA CLIENTES REGULADOS



ECONOMÍA Y MARCO NORMATIVO SECTORIAL



ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO EN EL SECTOR ELÉCTRICO 



SUBESTACIONES DE MEDIA TENSIÓN

PROGRAMAS AVANZADOS

PROGRAMA AVANZADO EN REGULACIÓN
INICIO ABRIL

PROGRAMA AVANZADO EN DISTRIBUCIÓN
INICIO ABRIL

PROGRAMA FINANCIERO
INICIO MARZO - ABRIL



Ing. Tulio Marcus Machado Alves
Director Ejecutivo de la CIER



Estimada comunidad CIER,

Como mencioné en el editorial de la edición anterior, este 2019 se presenta como un año muy prometedor, repleto de nuevos desafíos.

Generar valor agregado a nuestros asociados y a todos los que participan de las actividades de CIER es nuestro principal objetivo. Para ello propiciamos instancias como los eventos CIER, que creo son fundamentales para la generación de conocimiento, el desarrollo de alianzas estratégicas y el networking entre colegas.

Este año tenemos programados varios eventos que abarcan diferentes temáticas de interés, en los que se está previendo los profesionales con mayor expertise y las temáticas en boga para poder brindarles un producto de importante calidad.

Nuestros eventos más próximos son los siguientes:

Del 16 al 18 de mayo en Bolivia tendrá lugar el **XI Simposio Internacional de Seguridad Eléctrica**, organizado en conjunto con la AISS y el Bocier. El mismo abarcará estrategias exitosas de prevención, las nuevas tendencias con

Prezada comunidade da CIER;

Como mencionado no editorial da edição anterior, 2019 é apresentado como um ano muito promissor, repleto de novos desafios.

Gerar valor agregado aos nossos associados, e a todos que participam das atividades da CIER, é o nosso principal objetivo. Para isso, promovemos encontros, como os eventos da CIER, que são fundamentais para a geração de conhecimento, desenvolvimento de alianças estratégicas e networking entre colegas.

Para este ano, agendamos diversos eventos que abranjam diferentes temas de interesse. Assim sendo, profissionais com destacada experiência e temas em voga estão sendo previstos a fim de fornecer-lhes um produto de alta qualidade.

Nossos eventos mais próximos são os seguintes:

De 16 a 18 de maio, na Bolívia, será realizado o **XI Simpósio Internacional de Segurança Elétrica**, organizado em conjunto com a AISS e o Bocier. Ele irá cobrir estratégias bem-sucedidas de prevenção, tendências com

impacto en la seguridad eléctrica, experiencias y prácticas que involucran casos de estudio y una visita técnica. Puede encontrar más información de este evento en <https://www.cier.org/es-uy/Paginas/XI-SISE.aspx>

En el mes de junio se llevarán a cabo 2 eventos sumamente significativos en Colombia: el de Gestión de Activos de Transformadores y el de Transformación de la Distribución y Comercialización de la Energía. En su tercera edición, el **SIGAT** tendrá lugar del 4 al 6 en Medellín y es un evento de gran relevancia para cualquier empresa eléctrica que genere, transmita o distribuya energía debido a los conocimientos y estrategias obtenidas que, al aplicarlos y gestionarlos correctamente, asegurarán como objetivo final la rentabilidad del negocio y la calidad y continuidad del servicio. Por otra parte, el evento de **Transformación de la Distribución y Comercialización de la Energía** tendrá lugar del 12 al 13 en Bogotá, y tendrá como principal propósito una puesta a punto sobre el futuro del modelo de remuneración y regulación del negocio de distribución y comercialización de energía eléctrica. Puede obtener más información de esos eventos en <http://www.cocier.org/index.php/es/>

Durante el mes de julio se realizará el **CIER-TEC** en su novena edición en Sao Paulo, Brasil. Este evento se organiza en conjunto con ABINEE – Asociación Brasileira de la

impacto na segurança elétrica, experiências e práticas que envolvem estudos de caso e uma visita técnica. Mais informações sobre este evento podem ser acessadas em: <https://www.cier.org/es-uy/Paginas/XI-SISE.aspx>

No mês de junho, dois eventos altamente significativos acontecerão na Colômbia: o Gerenciamento de Ativos de Transformadores e a Transformação da Distribuição e Comercialização da Energia. Em sua terceira edição, o **SIGAT** ocorrerá de 4 a 6 em Medellín, sendo um evento de grande relevância para qualquer empresa elétrica que gere, transmita ou distribua energia; devido aos conhecimentos e estratégias obtidos que, quando aplicados e gerenciados corretamente, garantirão como objetivo final a rentabilidade do negócio e a qualidade e continuidade do serviço. Também, o evento de **Transformação da Distribuição e Comercialização da Energia** será realizado de 12 a 13 em Bogotá, e terá como principal objetivo o aperfeiçoamento sobre o futuro do modelo de remuneração e regulação do negócio de distribuição e comercialização da energia elétrica. Para maiores informações sobre este evento, acesse: <http://www.cocier.org/index.php/en/>

Durante o mês de julho, o **CIERTEC** será realizado em sua nona edição em São Paulo, Brasil. Este evento é organizado em conjunto com a ABINEE — Associação Brasileira da

Industria Electro- Electrónica y FIEE - Feria de la Industria Electro- Electrónica. Tendrá como foco las innovaciones en el sector eléctrico, preferentemente en las áreas de generación distribuida, movilidad eléctrica y block chain y comprenderá conferencias, paneles y sesiones de presentación de trabajos técnicos. Se puede consultar más información en www.bracier.org.br/ciertec

En agosto tendrá lugar el **Simposio de Redes y Ciudades Inteligentes**, en su primera edición. Este será un evento de gran magnitud que contará con una gran feria de empresas de 600m2, cursos tutoriales de corta duración y dos días de presentaciones y debates de temas de interés por parte de expertos de primer nivel internacional. En el marco de este evento que se desarrollará en la ciudad de Montevideo, la CIER conmemora sus 55 años de trayectoria. Para obtener más información puede consultar este vínculo momentáneamente <https://www.cier.org/es-uy/Paginas/redes-y-ciudades-inteligentes-.aspx>

Estas temáticas responden a las necesidades de las empresas miembro de CIER de generar instancias de aprendizaje e intercambio con profesionales de primer nivel. Espero puedan participar de al menos uno de estos eventos.

Cualquier duda estoy a disposición para lo que necesiten.

Indústria Elétrica e Eletrônica — e a FIEE — Feira da Indústria Elétrica e Eletrônica. O foco será colocado nas inovações do setor elétrico, preferencialmente nas áreas de geração distribuída, mobilidade elétrica e block chain; abarcando conferências, mesa-redonda e sessões de apresentação de trabalhos técnicos. Mais informações podem ser acessadas em: www.bracier.org.br/ciertec

Em agosto, ocorrerá o **Simposio de Redes e Cidades Inteligentes** em sua primeira edição. Este será um evento de grande magnitude que contará com uma importante feira de empresas de 600m2, cursos tutoriais de curta duração e dois dias de apresentações e debates sobre temas de interesse por parte de experts de primeiro nível mundial. No âmbito deste evento, que acontecerá na cidade de Montevideu, a CIER comemora seu 55º aniversário de trajetória. Para mais informações, pode ser conferido momentaneamente este link: <https://www.cier.org/es-uy/Paginas/redes-y-ciudades-inteligentes-.aspx>

Esses tópicos respondem às necessidades das empresas associadas da CIER. Assim, são gerados espaços de aprendizado e intercâmbio com profissionais altamente especializados. Esperamos que todos vocês possam participar de, ao menos, um desses eventos.

Para qualquer consulta, fico à sua disposição.

NOTICIAS INSTITUCIONALES

- 8** **Estatísticas energéticas de la CIER**
Estatísticas energéticas da CIER
- 12** **Inicio de la Encuesta Regional de Salud y Seguridad en el Trabajo 2019**
Início da Pesquisa Regional sobre Saúde e Segurança no Trabalho 2019
- 14** **Inicio de la Encuesta de Tarifas Eléctricas 2019**
Início da Pesquisa de Tarifas Elétricas 2019
- 16** **Firma de contrato entre CIER e Innovare**
Assinatura de contrato entre CIER e Innovare

ARTÍCULOS DE INTERÉS

- 19** **Ciberseguridad para concentradores AMI**
Sigifredo Hernandez Hernandez – ESCUELA SUPERIOR DE GUERRA

ARTÍCULOS TÉCNICOS

Artículos premiados en el CIDEL – Congreso Internacional de Distribución Eléctrica

- 32** **Las Smart Grids como herramienta para la regularización y control de asentamientos**
Ariel Darío Marañón – EDEMSA
- 40** **Equipo detector de fraudes subterráneos con red en servicio**
Leonardo Roberto Vallerino, Miguel Ángel Púlice – Edenor S.A.
- 48** **Implementación del módulo GIS de calidad de servicio en EPESF**
Agustín Daniel Molina, Leonardo Juan Grenat – EPESF
- 66** **Análise dos índices de tensão em regime permanente de todos os clientes de baixa e média tensão usando dados de medição, simulações e aplicação de Business Analytics em uma distribuidora brasileira**
Ivo Ordonha Cyrillo, Renan Machado Sales, Marcelo Pelegrini, Elson Borges Da Silva Filho, Nelson Kagan – ELETROBRAS RONDONIA; FDTE; UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
- 75** **Análisis del impacto en la red de MT de usuarios residenciales electrointensivos**
Ulises Manassero, Juan Marcos Banegas, Irene Steinmann, José Luis Torres, Nicolás Ledesma, Mariano Perdomo
- 93** **Uma avaliação dos agrupamentos das concessionárias de energia elétrica no brasil**
Rodrigo Luz Antunes, Adriano de Amarante, Daniel Augusto de Souza, Tainara Venâncio de Souza – CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA, UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA, MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO

Marzo 2019

Presidente de la CIER:
Ing. Alejandro Sruoga (Argentina)
Vicepresidente:
Cr. Carlos Pombo (Uruguay)
Ing. Antonio Sergio De Souza Guetter (Brasil)
Ing. Alberto Pérez Morón (Perú)
Lic. Ángel Canó Sención (República Dominicana)

Director Ejecutivo:
Ing. Tulio Machado (Brasil)
Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:
Blvr Artigas 1040 Montevideo, Uruguay
Tel: (+598) 27090611* / Fax: (+598) 27083193
Correo Electrónico: secier@cier.org

Foto de portada: Gentileza del comité chileno de la CIER.
Web: www.cier.org

*Queda autorizada la reproducción total o parcial haciéndose mención de la fuente.



Estadísticas energéticas de la CIER

Estadísticas energéticas da CIER

La **Comisión de Integración Energética Regional – CIER** cuenta entre sus publicaciones periódicas con la **Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER**, informe anual que presenta la situación y evolución de las principales estadísticas energéticas en países de **América del Sur, América Central y República Dominicana**.

Consultando dicho documento se accede a información vinculada a los principales indicadores del sector energético, como ser:

- Potencia, generación y consumo de electricidad
- Participación de las energías renovables en el mercado eléctrico
- Demanda máxima de potencia
- Consumo de electricidad en los sectores residencial, comercial e industrial
- Niveles de electrificación
- Longitud de líneas de transmisión
- Intercambios de energía entre países
- Centrales e interconexiones eléctricas internacionales
- Red de gasoductos y reservas de gas natural

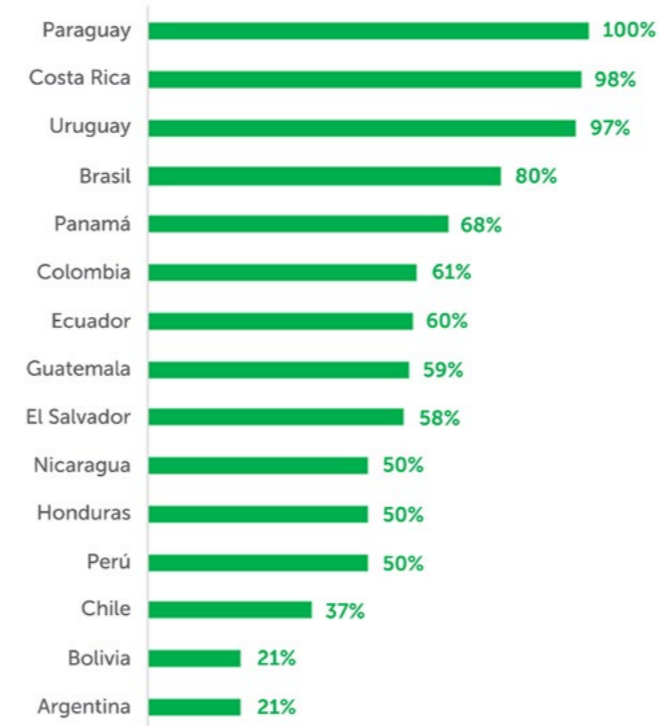
A **Comissão de Integração Energética Regional – CIER** conta, entre suas publicações periódicas, com a **Síntese Informativa Energética dos Países da Cier**; relatório anual que apresenta a situação e evolução das principais estatísticas energéticas dos países da **América do Sul, da América Central e da República Dominicana**.

Ao consultar este documento, podem ser acessadas informações relacionadas aos principais indicadores do setor energético, tais como:

- Potência, geração e consumo de eletricidade
- Participação das energias renováveis no mercado elétrico
- Demanda máxima de potência
- Consumo de eletricidade nos setores residencial, comercial e industrial
- Níveis de eletrificação
- Comprimento das linhas de transmissão
- Trocas de energia entre países
- Usinas e interconexões elétricas internacionais
- Rede de gasodutos e reservas de gás natural

Indicadores energéticos

% de generación con fuentes renovables
(hidro - eólico - solar - biomasa - geotermia)
Año 2016



En la evolución de indicadores de los últimos años, analizando el **período 2011 – 2016**, países de **América del Sur¹** tuvieron un incremento anual promedio de **potencia instalada** de un 5,2%, alcanzando los 266 GW en 2016. En relación a la **generación** hubo un aumento de 2,7% promedio anual, llegando en 2016 a los 1.043 TWh generados.

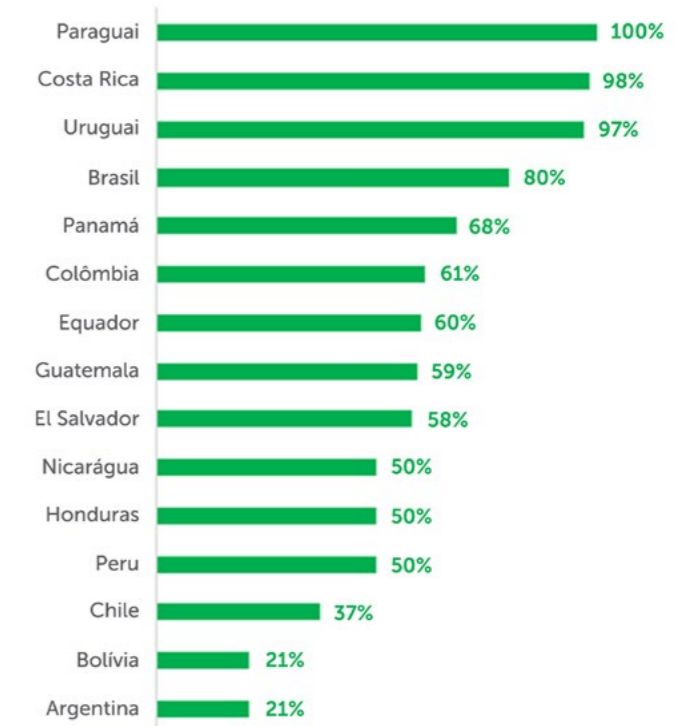
Para **América Central²**, entre 2011 y 2016 hubo un aumento anual promedio de 7,8% en la **potencia instalada**, alcanzando los 16.526 MW en 2016. En relación a la **generación**, el aumento fue del 3,9% anual promedio para el mismo período, con una generación de 51 TWh en 2016.

⁽¹⁾ No se dispone de información de Venezuela.

⁽²⁾ Se consideran los países del Istmo Centroamericano.

Indicadores de energia

% de geração com fontes renováveis
(hidro - eólica - solar - biomassa - geotermia)
Ano 2016



Na evolução dos indicadores dos últimos anos, analisando o **período 2011 - 2016**, os países da **América do Sul¹** apresentaram um aumento médio anual na **potência instalada** de 5,2%, atingindo 266 GW em 2016. Em relação à **geração**, houve um aumento médio anual de 2,7%, alcançando, em 2016, os 1.043 TWh gerados.

Para a **América Central²**, entre 2011 e 2016, houve um aumento médio anual de 7,8% na **potência instalada**, atingindo 16.526 MW em 2016. Em relação à **geração**, o aumento foi de uma média anual de 3,9% para o mesmo período, com uma geração de 51 TWh em 2016.

⁽¹⁾ Não se conta com informação da Venezuela.

⁽²⁾ São considerados os países do Istmo da América Central

En relación a la inserción de energías renovables en la matriz energética de los países, **Paraguay, Costa Rica y Uruguay** se destacan por alcanzar niveles de generación cercanos al 100%.

En el caso de Paraguay su matriz está representada por su origen hidráulico (100%). En 2016 la energía generada en Costa Rica tuvo un componente del 74% hidráulico, 12% geotérmico y 11% eólico. En el mismo año, Uruguay generó un 58% con fuentes hidráulicas, 20% con eólica y 18% con biomasa.

Dentro de las energías renovables, **se destaca el importante crecimiento de las fuentes eólicas**, que en 2016 representó un 6% de la generación de fuentes renovables en América del Sur y un 10% para América Central.

En relación al **consumo por habitante**³, Chile representa el país con mayor consumo eléctrico per cápita en la región, con 4.064 kWh/habitante en 2016. En América Central el consumo por habitante en 2016 fue liderado por Panamá (2.537 kWh/habitante) y Costa Rica (2.168 kWh/habitante).

En relación a los sectores de consumo⁴ en 2016, en Brasil (38%) y Perú (59%) predominó el consumo industrial, en Panamá el consumo comercial (46%) y en el resto de los países el sector residencial.

Sobre los **intercambios de energía** durante el año 2016, y excluyendo los intercambios con México, el país con mayor inyección de energía en **América Central** fue Guatemala (64%) y el mayor retiro lo realizó El Salvador (43%). En **América del Sur** Paraguay es el mayor exportador (95% de las exporta-

A respeito da inserção de energias renováveis na matriz energética dos países, **o Paraguai, a Costa Rica e o Uruguai** se destacam por atingir níveis de geração próximos a 100%.

No caso do Paraguai, sua matriz é representada por sua origem hidráulica (100%). Em 2016, a energia gerada na Costa Rica teve um componente de 74% hidráulicos, 12% geotérmicos e 11% eólicos. No mesmo ano, o Uruguai gerou 58% com fontes hidráulicas, 20% com eólicas e 18% com biomassas.

Dentro das energias renováveis, **destaca-se o significativo crescimento das fontes eólicas**, que em 2016 representou 6% da geração de fontes renováveis na América do Sul e 10% na América Central.

Em relação ao **consumo por habitante**³ o Chile representa o país com o maior consumo de eletricidade per capita da região, com 4.064 kWh/habitante em 2016. Na América Central, o consumo por habitante, em 2016, foi liderado pelo Panamá (2.537 kWh/habitante) e pela Costa Rica (2.168 kWh/habitante).

A respeito dos setores de consumo, em 2016, no Brasil (38%) e no Peru (59%) predominou o consumo industrial; no Panamá, o consumo comercial (46%), e nos demais países, o setor residencial.

Com relação às **trocas de energia em 2016**, e excluindo as trocas com o México, o país com a maior injeção de energia na **América Central** foi a Guatemala (64%), e a maior retirada foi feita por El Salvador (43%). Na **América do Sul**, o Paraguai é o maior exportador (95% das exportações realizadas

⁽³⁾ No se dispone de información de Venezuela.

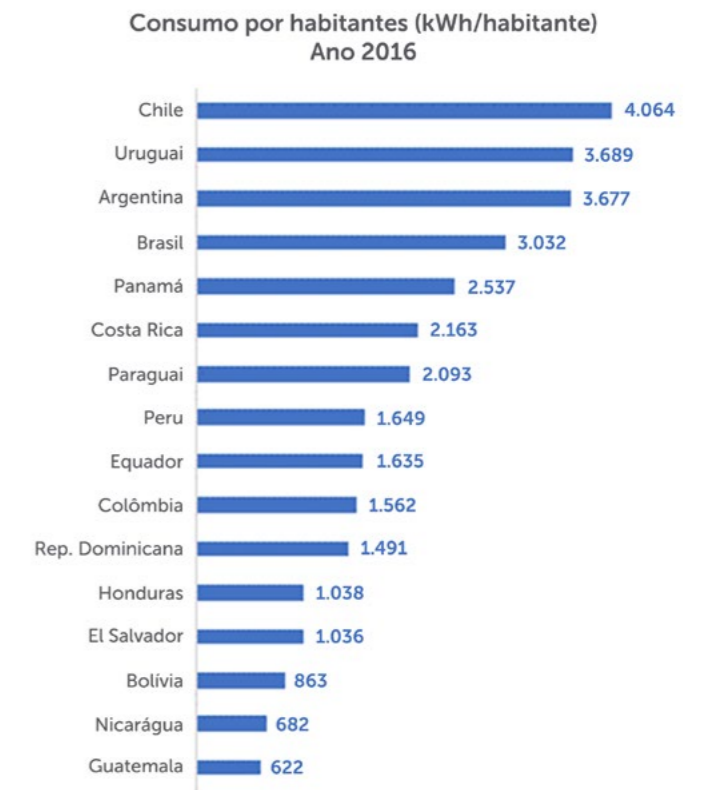
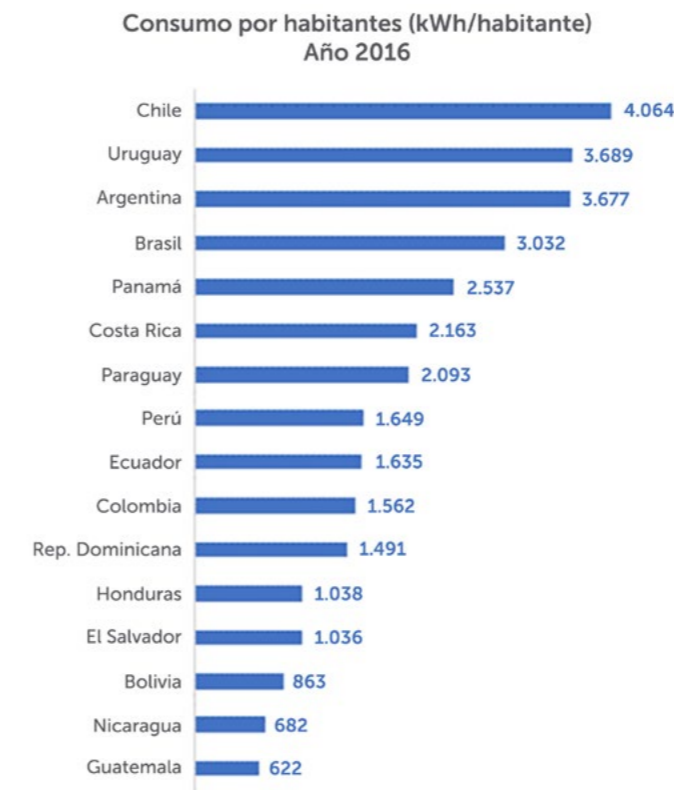
⁽⁴⁾ No se dispone de información de consumo de Chile por sector.

⁽³⁾ Não se conta com informação da Venezuela.

⁽⁴⁾ A informação de consumo do Chile não está disponível por setor.

ciones realizadas en la Región) a través de las dos binacionales que lo vinculan a Brasil (Itaipú) y Argentina (Yacyretá), y Brasil se constituyó como el mayor importador de energía con una participación del 80% de las importaciones realizadas en América del Sur.

na Região) por meio das duas binacionais que o ligam ao Brasil (Itaipu) e à Argentina (Yacyretá). O Brasil foi constituído como o maior importador de energia, com uma participação de 80% das importações feitas na América do Sul.



Acceso a la publicación

Las empresas miembros de la CIER pueden acceder a todos los indicadores de la publicación **“Síntesis Informativa Energética en los países de la CIER”** registrándose en la web www.cier.org y accediendo al área de PUBLICACIONES - ESTADÍSTICAS.

Por mayor información y consultas: Sra. Virginia Féola vfeola@cier.org

Acesso à publicação

As empresas associadas da CIER podem acessar todos os indicadores da publicação **“Síntese Informativa Energética nos países da CIER”**, registrando-se no site www.cier.org e acessando a área PUBLICAÇÕES - ESTATÍSTICAS.

Para maiores informações e consultas: Sra. Virginia Féola vfeola@cier.org

Inicio de la Encuesta Regional de Salud y Seguridad en el Trabajo 2019

Início da Pesquisa Regional sobre Saúde e Segurança no Trabalho 2019



El día 18 de febrero se realizó el lanzamiento de la Encuesta de Salud y Seguridad en el Trabajo, cuyos principales objetivos son:

No dia 18 de fevereiro, foi realizado o lançamento da Pesquisa sobre Saúde e Segurança no Trabalho, sendo seus principais objetivos:

- Conocer el nivel y evolución de la salud y seguridad en las empresas y comparar su performance.
- A partir de los resultados, ver las prácticas de gestión adoptadas por las empresas colegas.
- Mostrar a las partes interesadas el esfuerzo y resultados del sector.
- Responsabilidad en la gestión.

- Saber qual é o nível e evolução da saúde e segurança nas empresas e comparar seu desempenho.
- Com base nos resultados, conhecer quais são as práticas de gestão adotadas pelas empresas parceiras.
- Mostrar às partes interessadas o esforço e resultados do sector.
- Responsabilidade na gestão.

Desde el año 2013 el número de empresas participantes se encuentra en aumento, siendo los años 2017 y 2018 los que alcanzaron el mayor grado de compromiso con la participación de 80 empresas de la región de Latinoamérica y el Caribe. Esta encuesta se realiza de forma ininterrumpida desde hace 9 años.

Este es un informe sin costo para las empresas miembro. El plazo para el envío de datos a la Cier es el 29 de marzo.

Para más información puede ver la presentación de la encuesta y los formularios aquí: <https://sites.google.com/site/areacorporativa/salud-y-seguridad>

Desde 2013, o número de empresas participantes vem aumentando, sendo 2017 e 2018 os anos em que foi alcançado maior grau de comprometimento; com a participação de 80 empresas da região da América Latina e do Caribe. Há nove anos que esta pesquisa é realizada de forma contínua.

Este é um relatório gratuito para as empresas associadas. O prazo para encaminhar os dados à CIER é em 29 de março.

Para maiores informações, acesse a apresentação da pesquisa e os formulários aqui: <https://sites.google.com/site/areacorporativa/salud-y-seguridad>

Inicio de la Encuesta de Tarifas Eléctricas 2019

Início da Pesquisa de Tarifas Elétricas 2019



Invitamos a las empresas de distribución eléctrica a participar de la Encuesta de Tarifas Eléctricas con la cual podrán acceder a información sobre los **niveles tarifarios de más de 20 clientes típicos en los sectores residencial, comercial e industrial** de un importante número de empresas latinoamericanas y del Caribe (54 compañías participaron en 2018).

Contenido y Metodología

- Indicadores por empresa (clientes, facturación, empleados, redes, mercado)
- Aplicación de tarifas identificando cargos tarifarios (cargo fijo, potencia, consumo, impuestos)

Convidamos as empresas de distribuição de energia elétrica para participar da Pesquisa de Tarifas Elétricas. Por meio dela, poderão ser acessadas informações sobre os **níveis tarifários de mais de 20 clientes típicos nos setores residencial, comercial e industrial** de um número significativo de empresas da América Latina e do Caribe (em 2018, participaram 54 empresas).

Conteúdo e Metodologia

- Indicadores por empresa (clientes, faturamento, funcionários, redes, mercado)
- Aplicação de tarifas identificando taxas tarifárias (taxa fixa, potência, consumo, impostos)

- Costos de generación y transmisión y comparación con precio medio de la tarifa eléctrica
- Tarifas sociales
- Indicadores de energía y facturación del mercado regulado y no regulado
- Impuestos aplicados al servicio eléctrico

La metodología de la Encuesta está basada en curvas de carga ajustadas a cada cliente según las realidades de consumo en cada sector (residencial, comercial, industrial), transformando a la Encuesta CIER de Tarifas Eléctricas en una herramienta fundamental de análisis tarifario y de apoyo al vínculo de las empresas con los reguladores.

Descargar presentación de la Encuesta [aquí](#)

FECHA LÍMITE PARA PARTICIPAR:
29 de marzo de 2019

CÓMO PARTICIPAR:

- Enviando el **formulario de suscripción y planillas Excel de la Encuesta** disponibles en el portal <http://ciertarifas.org>
- El costo de participación es por empresa, con precios corporativos para grupos (holdings) empresariales.

CONSULTAS:

Virginia Féola - Secretaría Ejecutiva de la CIER / corporativa@cier.org

- Custos de geração, transmissão e comparação com o preço médio da tarifa de energia elétrica
- Tarifas sociais
- Indicadores de energia e faturamento do mercado regulado e não regulado
- Impostos aplicados sobre o serviço elétrico

A metodologia da Pesquisa é baseada em curvas de carga ajustadas a cada cliente, conforme as realidades de consumo em cada setor (residencial, comercial, industrial); tornando a Pesquisa CIER de Tarifas Elétricas uma ferramenta fundamental para a análise tarifária e o apoio ao relacionamento das empresas com os reguladores.

Dowload da Apresentação da Pesquisa [aquí](#)

PRAZO PARA PARTICIPAR:
29 de março de 2019

COMO PARTICIPAR:

- Encaminhando o **formulário de subscrição e planilhas Excel da Pesquisa**, disponibilizados no portal: <http://ciertarifas.org>
- O custo de participação é por empresa, com preços corporativos para grupos (holdings) empresariais.

CONSULTAS:

Virginia Féola - Secretaria Executiva da CIER / corporativa@cier.org

Firma de contrato entre CIER e Innovare

Assinatura de contrato entre CIER e Innovare



El pasado 19 de marzo se realizó la firma de contrato entre CIER e Innovare para realizar la 17ª Encuesta Regional de Satisfacción de Clientes y Premio CIER de Calidad/Satisfacción de Clientes 2019.

Em 19 de Março, foi firmado um contrato entre a CIER e a Innovare para realizar a 17ª Pesquisa Regional de Satisfação do Cliente e o Premio CIER Qualidade/Satisfação de Clientes 2018.

La misma tuvo lugar en la oficina de la Secretaría Ejecutiva de la CIER en Montevideo, Uruguay, con la presencia del Director Ejecutivo, Ing. Tulio Alves.

En el marco de la firma de este contrato, también se realizó una reunión técnica para definir los ajustes metodológicos, instrumentos de recolección de datos y la muestra a ser realizada.

En esta 17ª edición participan 37 empresas de 11 países de la región.

Los objetivos de la encuesta son medir y evaluar la satisfacción de los clientes residenciales de energía eléctrica, mediante la aplicación de una metodología reconocida que permita presentar a los reguladores información legítima y confiable, constituyéndose también en una importante herramienta para gestión y benchmarking y en un elemento inductor de perfeccionamiento empresarial.

El “Premio CIER Satisfacción de Clientes” tiene como objetivo inducir de forma dinámica y permanente el perfeccionamiento de las empresas distribuidoras asociadas y el progreso del bienestar social en la región.

El “Premio CIER” por su naturaleza constituye un Reconocimiento Público y Social, mediante la entrega de Trofeos y Certificados que otorgan prestigio internacional a las empresas vencedoras.

Ocorreu no escritório da Secretaria Executiva da CIER em Montevideu, Uruguai, com a presença do Diretor Executivo, Ing. Tulio Alves.

Como parte da assinatura deste contrato, também foi realizada uma reunião técnica para definir ajustes metodológicos, instrumentos de coleta de dados e a amostra a ser feita.

Nesta 17ª edição, participarão 37 empresas de 11 países da região.

Os objetivos da pesquisa são medir e avaliar a satisfação dos clientes de energia elétrica residencial, através da aplicação de uma metodologia reconhecida que permita que informações legítimas e confiáveis sejam apresentadas aos reguladores, constituindo também uma ferramenta importante para gerenciamento e benchmarking e em um elemento inductor de melhoria de negócios.

O “Premio de Satisfação do Cliente CIER” visa induzir de forma dinâmica e permanente a melhoria das empresas de distribuição associadas e o progresso do bem-estar social na região.

O “Premio CIER”, por sua natureza, constitui um Reconhecimento Público e Social, mediante a concessão de Troféus e Certificados que concedem prestígio internacional as empresas vencedoras.

IX CIERTEC



23 e 24 Julho - 2019
São Paulo

CHAMADA DE TRABALHOS TÉCNICOS

Envie seu resumo até 31/03

O IX CIERTEC será realizado nos dias 23 e 24 de Julho de 2019, em São Paulo, com a parceria da Associação Brasileira da Indústria Eletro Eletrônica – ABINEE, em conjunto com a Feira da Indústria Eletro Eletrônica – FIEE.

Esta 9ª edição tem como diretriz fundamental as inovações no Setor Elétrico, sendo que para o programa do evento foram propostos os seguintes temas para apresentação e debate:

- GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
- CORREDORES PARA ESCOAMENTO DE GRANDES BLOCOS DE ENERGIA
- MOBILIDADE ELÉTRICA
- BLOCK CHAIN

CLIQUE PARA ENVIAR SEU TRABALHO

Realização:
CIER/BRACIER – ABINEE

www.bracier.org.br/ciertec



ARTÍCULOS DE INTERÉS

Ciberseguridad para concentradores AMI

Estado del arte de la ciberseguridad para los concentradores que soportan la infraestructura de medición avanzada en el sector eléctrico colombiano

Autor

Sigifredo Hernandez Hernandez
Fuerzas Militares De Colombia – ESCUELA
SUPERIOR DE GUERRA

sectoriales y los estándares adoptados aplicables a la infraestructura AMI. Finalmente se aborda el estado actual de la ciberseguridad desde los protocolos mundialmente aceptados que son soportados por los concentradores y su adopción en Colombia.

Resumen

Este documento presenta el estado del arte de la ciberseguridad en los concentradores que soportan la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), partiendo de un comparativo internacional de política y regulación de Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC) involucradas en la implementación de redes inteligentes, también se describen las alianzas, normas técnicas y estándares internacionales aplicables. Posteriormente se hace una revisión de la ciberseguridad en Colombia considerando la regulación, acuerdos

Introducción

AMI se define como la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta infraestructura integra hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros), software y arquitecturas y redes de comunicaciones, que permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida. (MINMINAS, 2018)

En un mundo globalizado e interconectado del cual forman parte las redes eléctricas inteligentes, un ataque podría originarse desde cualquier lugar, en cual-

quier momento, pasando desapercibido por días o meses, teniendo un alto grado de dificultad detectarlo y responder forma oportuna y efectiva.

Comprometer el canal o lectura de medidas de contadores, en tiempo real, puede resultar en el robo de energía o el control remoto malicioso de electrodomésticos. Por lo tanto, se requiere una seguridad rigurosa del hardware / software para garantizar la validez de las diferentes partes de la comunicación tales como concentradores de cabecera y los contadores inteligentes. Si un atacante se apodera del concentrador de cabecera, entonces podría ser capaz de enviar un comando de interrupción de suministro a los contadores inteligentes con respuesta a la demanda. La interrupción puede hacerse permanente si se ordena a todos los contadores que cambien sus claves criptográficas a algún nuevo valor que solo conoce el atacante. El impacto podría ser enorme, millones de hogares se quedarían sin energía hasta que los contadores fuesen sustituidos o se repusiesen las claves auténticas. Como consecuencia de ello, la seguridad podría verse en peligro a nivel local, y las empresas podrían perder sumas importantes de dinero. La ciberseguridad en las redes inteligentes necesita prevenir este tipo de ataques y tener un mecanismo de recuperación y capacidad de supervivencia en caso de ataques. (UPME Parte 4, 2016)

Este trabajo presenta el estado del arte de la ciberseguridad en los concentradores *AMI*, partiendo de un comparativo internacional de política y regulación de Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC) involucradas en la implementación de redes inteligentes, luego se describe las normas técnicas y estándares aplicables. Posteriormente se hace una revisión de la ciberseguridad en Colombia considerando la regulación, acuerdos sectoriales y los estándares adoptados aplicables a la infraestructura *AMI*. Finalmente se aborda el estado actual de la ciberse-

guridad desde los protocolos mundialmente aceptados que son soportados por los concentradores y su adopción en Colombia.

1. Redes Inteligentes

EPRI (Electric Power Research Institute) define *Smart Grid* como:

Una red que incorpora las tecnologías de la información y comunicación en cada aspecto de la generación, suministro y consumo de electricidad, con el objetivo de minimizar el impacto medioambiental, mejorar los mercados, mejorar la fiabilidad y el servicio, reducir costos y aumentar la eficiencia. (EPRI, 2018). Las redes TIC son el medio que integra los beneficios representados en fiabilidad, calidad y eficiencia del servicio.

Las redes TIC están soportadas por diferentes protocolos que permiten la comunicación de los contadores inteligentes hacia los concentradores de datos y estos a su vez, se comunican con el sistema de gestión de la medida utilizando el protocolo de internet. Cuando un dispositivo utiliza el dicho protocolo recibe una identificación única en la red que se conoce como una dirección IP, permitiendo la comunicación a través de un protocolo enrutable, ser accedido remotamente, y requiere un sistema operativo que soporte estas características.

La dependencia de las TIC conlleva riesgos que se revisaran posteriormente en el desarrollo del capítulo tres (3) ciberseguridad para concentradores *AMI*, donde se identifican las amenazas, vulnerabilidades y los impactos que causaría la afectación los servicios de infraestructura *AMI* en las redes inteligentes.

2. Infraestructura de medición avanzada (AMI)

Las aplicaciones de redes inteligentes necesitan información sobre el estado de la red, los consumidores y los generadores. La infraestructura de la medida, junto con una red de comunicaciones adecuada, proporciona a la red inteligente la información necesaria para la toma de decisiones y los medios adecuados para el envío y recepción de órdenes y consignas.

Esta tecnología incluye tanto a los elementos de la medida que informan el estado de la red, (en subestación centro de transformación y reparto, transformadores, entre otros), como a los contadores inteligentes instalados a nivel de usuario. Este último elemento, el contador inteligente, aporta nuevas funcionalidades que favorecen la comunicación desde el operador de red hasta el usuario, pasando por los agentes intermedios necesarios (comercializadoras, empresas de servicios energéticos, gestores de recarga del vehículo eléctrico y permitiendo participación activa del usuario en el mercado eléctrico. Las funcionalidades consideradas para esta tecnología son Lectura y operación remota, limitación de potencia de forma remota, detección de manipulación de los contadores y aviso a compañía, información al usuario, tarificación horaria, Medida de generación distribuida, Gestión activa de cargas. (UPME Parte I, 2016)

Como se menciona en el capítulo anterior las TIC son el medio que permite a la infraestructura *AMI* proporcionar los beneficios de las redes inteligentes, por lo tanto, es necesario tener en cuenta sus riesgos, es por ello que la ciberseguridad se define como uno de los aspectos claves a proteger en la resolución 40072 de 29 de enero de 2018 donde se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura *AMI* en el servicio público de energía eléctrica.

3. Ciberseguridad y Ciberdefensa

Según el documento CONPES 3701, el cual busca generar lineamientos de política en ciberseguridad y ciberdefensa orientados a desarrollar una estrategia nacional que contrarreste el incremento de las amenazas informáticas que afectan significativamente al país, la ciberseguridad se define como la capacidad del Estado para minimizar el nivel de riesgo al que están expuestos sus ciudadanos, ante amenazas o incidentes de naturaleza cibernética. Así mismo, dentro de esta temática se incluye el concepto de ciberdefensa, el cual se define como la capacidad del Estado para prevenir y contrarrestar toda amenaza o incidente de naturaleza cibernética que afecte la soberanía nacional. (CONPES 3701, 2011)

Este documento estableció formalmente la creación del CERT nacional conocido como ColCERT que había sido concebido desde el 2005 en trabajos coordinados de múltiples organismos, el cual se encargaría de la coordinación a nivel nacional de los diferentes actores en aspectos de seguridad informática, este mismo documento estableció la creación del Comando Conjunto Cibernético (CCOC) encargado de la defensa del país en el ciberespacio y la integración del Centro Cibernético Policial (CCP) como el equipo encargado de la seguridad de los ciudadanos en este entorno. (CCI, 2016)

La primera línea de defensa frente a un ataque cibernético dirigido, son las empresas del sector eléctrico, por lo tanto, deben estar preparadas adoptando nuevas formas de implementar la seguridad, pasando del concepto de seguridad por oscuridad donde solo el fabricante conocía sus vulnerabilidades a una red eléctrica interconectada e inteligente que requiere un enfoque donde converge la seguridad física, ciberseguridad y seguridad operativa.

3.1 Ciberseguridad en el mundo

3.1.1 Comparativo Internacional

La décimo tercera edición del reporte global de riesgos ubica el riesgo de ciberseguridad en segundo lugar después de los riesgos por causas naturales (GRP, 2018).

Según el estudio *Smart Grids Colombia Visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia*, a continuación, se presentan los puntos más importantes de la comparación internacional la cual incluye: (UPME Parte3, 2016)

- **Unión Europea.** El concejo de la Unión Europea ordenó a los estados miembros a identificar posibles infraestructuras críticas europeas. Informar a los otros estados miembros acerca de la existencia de infraestructuras críticas y desarrollar planes de seguridad para los operadores. (CE13, 2008). Los países de la Comunidad Europea no han adoptado medidas de ciberseguridad específicas para redes inteligentes, pero varios de ellos si han establecido estrategias nacionales de ciberseguridad. (UPME Parte3, 2016)
- **Reino Unido.** El Centro de Protección de la Infraestructura Crítica Nacional del Reino Unido, da soporte a las compañías eléctricas en comparar sus prácticas de ciberseguridad contra las mejores prácticas, especialmente en sistemas SCADA. (UK Cyber, 2011)
- **Organización de Estados Americanos.** El 37% de las organizaciones encuestadas por la Organización de Estados Americanos (OEA) han adoptado estándares de seguridad industrial como *NERC CIP (North American Electric Reliability*

Corporation, Critical Infrastructure Protection) e ISO 27000. (TrendMicro-OEA, 2015).

- **Estados Unidos.** Las normas NERC han sido referenciadas en Colombia por el Concejo Nacional de Operación (CNO) en su guía sobre ciberseguridad (CNO 788, 2015).
- **Brasil.** El tema de ciberseguridad es un elemento transversal a la arquitectura de la Red Inteligente pero el tema se encuentra en desarrollo, con avances realizados por la Agencia Brasileira de Desarrollo Industrial. (UPME Parte3, 2016). El Operador Nacional del Sistema eléctrico de Brasil elaboró una estructura de gestión y gobernanza para ciberseguridad tomando como marco de referencia ISO 27002 y el information security fórum. (CIER, 2018)
- **Chile.** No se identifican recomendaciones específicas en relación con las redes inteligentes.
- **Argentina.** EDENOR es la mayor distribuidora de electricidad de la Argentina en términos de números de clientes y de electricidad vendida, elaboró su marco normativa de ciberseguridad basado en NERC y el modelo de madurez adoptando COBIT 4.1 de ISACA. (CIER, 2018)

3.1.2 Normas Técnicas Internacionales

A continuación, se nombran las normas internacionales aplicables a la infraestructura de concentradores *AMI*:

- **NIST.** El marco se centra en el uso de impulsores de negocios para orientar las actividades de ciberseguridad y considerar los riesgos de ciber-

seguridad como parte de los procesos de gestión de riesgos de la organización. El marco consta de tres (3) partes: el núcleo del marco, el perfil del marco y el nivel de Implementación del Marco. (NIST, 2014)

- **NERC:** Las normas *NERC CIP-002* a la *CIP-009*, contienen la definición de ciber activos críticos, controles en la gestión de seguridad e información, personal y entrenamiento, perímetros de seguridad electrónica, seguridad física, gestión del sistema de seguridad, reporte de incidentes y planes de respuestas, planes de recuperación para ciber activos críticos.
- **IEC 62443.** Recoge todos los aspectos planteados por la *ISA99*, de hecho, los primeros documentos publicados bajo esta nueva numeración fueron los ya publicados por la *ISA*, eso sí, con las respectivas modificaciones y actualizaciones de acuerdo con un entorno de sistemas de control cambiante. (CERTSI, Instituto Nacional de Ciberseguridad de España S.A., 2015).

En una revisión de las normas internacionales aplicables a la infraestructura de concentradores *AMI*, de manera general se abordan los requisitos de autenticidad, autorización, disponibilidad, integridad, confidencialidad. Sin embargo, los requisitos de seguridad cibernética para las redes inteligentes están en un cierto grado de indefinición. (UPME Parte 4, 2016).

3.2 Ciberseguridad Colombia

Frente a las tendencias de los ciberataques a nivel mundial, Colombia ha tenido su propio campo de preparación como consecuencia de su lucha contra los grupos insurgentes y delincuencia común, vién-

dose obligada a proteger su infraestructura física y lógica, es por ello que ha realizado esfuerzos de coordinación entre el sector público y privado para que, a través de su participación en el comité de infraestructura crítica nacional sea posible trabajar en un marco de referencia con el objetivo de proteger las infraestructuras críticas del país.

El comité de infraestructura crítica ha permitido la elaboración de una guía, un catálogo, un plan nacional de protección y defensa de la infraestructura crítica para reducir las vulnerabilidades frente a los riesgos y ataques cibernéticos, actualmente se encuentra en la elaboración de los planes sectoriales. (ICCN, 2017).

3.2.1 Marco Jurídico

Una revisión del marco jurídico permite identificar que existen algunos aspectos que ameritan ser revisados:

- Art. 269E de la ley 1273 es aplicable solo al territorio nacional,
- No existe una ley para la protección de infraestructuras críticas,
- No hay una regulación respecto a las medidas técnicas de gestión de incidentes de ciberseguridad,
- El espionaje contra personas naturales o jurídicas no se encuentra tipificado como un delito.

En la resolución 40072 de 29 de enero de 2018 se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura *AMI* en el servicio público de energía eléctrica, donde se define la ciberseguridad como uno de los aspectos claves a proteger.

3.2.2 Acuerdos

A continuación, se describen los acuerdos realizados por parte del Concejo Nacional de Operación para el sector eléctrico:

- **Acuerdo No. 788 septiembre 3 De 2015.** Para la elaboración de este documento se utilizó como referente la normativa publicada por la *NERC* y compuesta por los estándares CIP-002 a CIP-009, de los cuales se extractaron aspectos aplicables al caso colombiano. (CNO 788, 2015), el anexo del acuerdo contiene la guía de implementación de ciberseguridad.
- **Acuerdo CNO 701 – 1004 – 1043.** “Condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medidas y entre este último y el ASIC”. (CNO 701, 2014), (CNO 1004, 2017), (CNO 1043, 2018). El mayor punto de discusión que motivo el cambio en los acuerdos se centró en las medidas de protección a establecerse para la integridad de los datos.

3.2.3 Normas Técnicas

Entre las normas técnicas colombianas existe la NTC 6079 (NTC 6079, 2014), que establece los requisitos para los sistemas de infraestructura *AMI* en redes de distribución eléctrica.

La norma también indica los requisitos de seguridad para garantizar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información. (UPME Parte3, 2016), específicamente el punto 6.2 establece unos requisitos mínimos para los concentradores de datos:

- Debe garantizar la comunicación entre la unidad de la medida y el sistema de gestión y operación.
- Los datos comunicados por la unidad concentradora deben poderse recuperar a través de los mecanismos de operación y mantenimiento local.
- Debe tener interfaces de entrada/salida para acceso local en funciones de operación y mantenimiento.
- La conectividad local no debe afectar la conectividad remota y el acceso a la unidad concentradora debe contar con mecanismos de seguridad de datos y mecanismos de protección contra acceso no autorizados.
- Toda actualización de firmware debe ser validada y generar un evento de actualización y verificación exitosa.
- Las actualizaciones de firmware no deben dar lugar a la modificación o supresión de los datos de medición, parámetros de configuración o parámetros operativos del equipo.
- La unidad concentradora debe detectar y reportar información de registro y eventos propios de la unidad concentradora.
- En los casos en que la unidad concentradora posea reloj interno este debe estar sincronizado a la hora estándar nacional. En el escenario que la unidad concentradora no posea reloj interno debe ser el sistema de gestión y operación el encargo de esta función.



Fuente: Universidad del Valle, Universidad Nacional.

3.3 Ciberseguridad concentradores AMI

3.3.1 Arquitectura

En la figura de arriba se presenta la arquitectura para la telemedida en una infraestructura AMI.

La arquitectura de AMI consiste en medidores inteligentes, redes de comunicaciones y un servidor AMI o MDM/MDC (Meter Data Management/ Meter Data Collector) y son usados por empresas prestadoras de servicio de agua, energía y gas donde tienen como principal característica ser altamente distribuidos y permiten ser masivamente escalable a millones de nodos (Miyashita, 2013). En general, los sistemas AMI son operados desde el centro de operación de una empresa de energía, una red WAN (Wide Area Network) que provee la comunicación desde el MDM/MDC a la zona de medición, a través equipos que permiten la comunicación por esta red WAN y una red NAN (Neighborhood Area Network), FAN (Field Area Network) o MAN (Metropolitan Area Network) que provee medido-

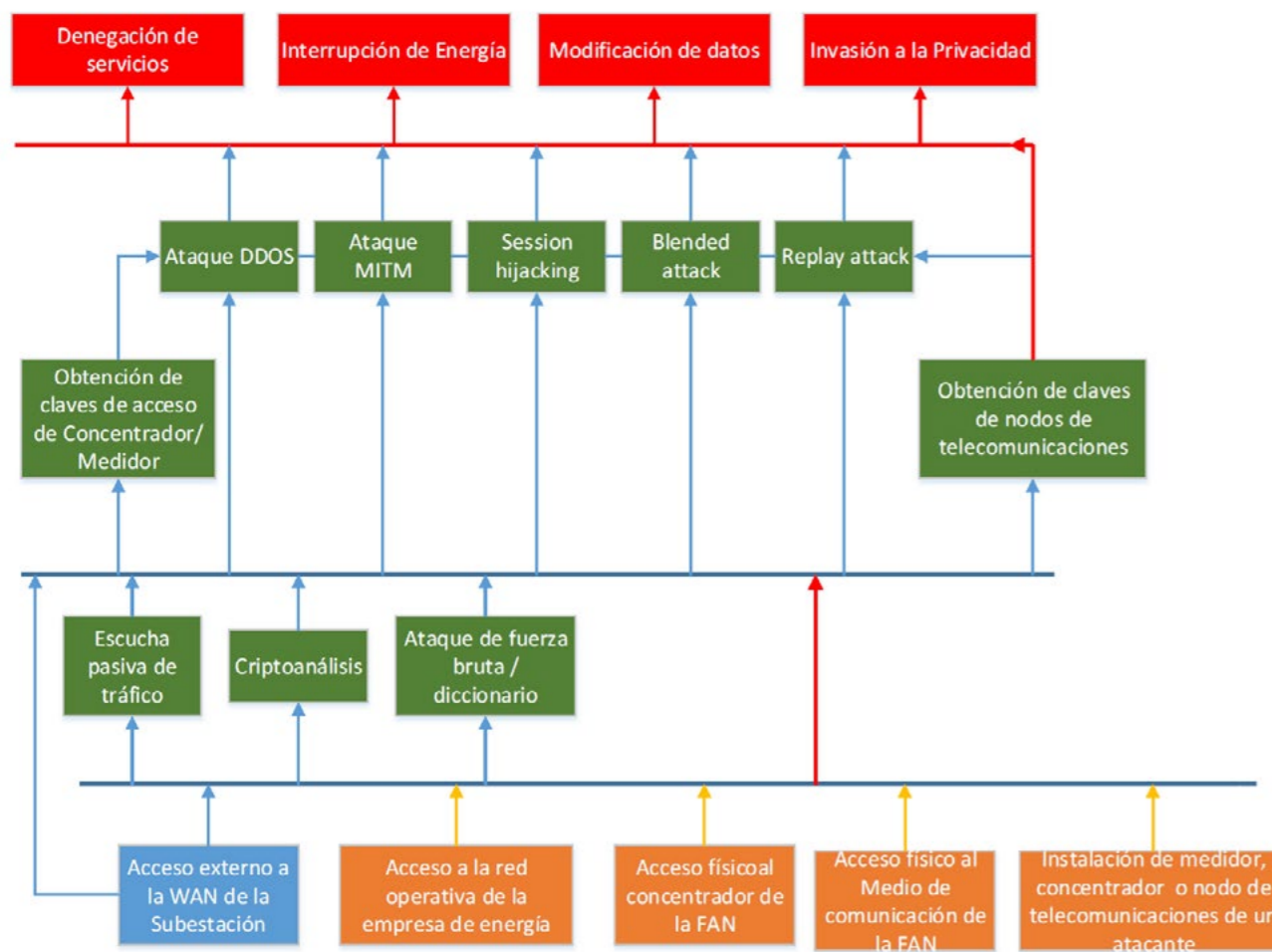
res inteligentes o concentradores de medidores que están conectados a las viviendas de los usuarios. (K. C. Budka, 2014)

3.3.2 Amenazas

Para identificar las amenazas y vulnerabilidades se propone la técnica de “árbol de ataques” que proporciona un medio estructurado y flexible del diseño de análisis de seguridad de protocolos, aplicaciones y redes de telecomunicaciones. (Schneier, 1999).

En los sistemas AMI de una red inteligente existen múltiples amenazas de seguridad cuyos objetivos están:

- Denegación de servicios de medición, corte y reconexión remota.
- Interrupción del servicio de energía.
- Modificación de datos de la medida desde y hacia el MDC/MDM.
- Invasión a la privacidad



Fuente: Propia.

Download Results | Create Report

190.85.143.13
 Telmex Colombia S.A.
 Added on 2018-09-28 23:05:17 GMT
 Colombia
 Details

```

220 Welcome to Circutor concentrator.
530 Login incorrect.
530 Please login with USER and PASS.
211-Features:
EPRT
EPSV
MDTM
PASV
REST STREAM
SIZE
TVFS
UTF8
211 End
  
```

Fuente: Propia.

Estas amenazas pueden ocurrir desde ataques externos a la WAN y FAN de las redes de telecomunicaciones de AMI, como ataques internos en la FAN o desde las redes operativas de la empresa de energía.

Utilizando la herramienta SHODAN disponible en internet fue posible tener acceso a los concentradores de la infraestructura AMI de un fabricante de la alianza PRIME, debido a que se encontraban expuesto a Internet. Por geolocalización se accedió a un concentrador que se encontraba en Colombia específicamente en Bogotá cuyo usuario y contraseña se encontraban por defecto, permitiendo acceder a la configuración del concentrador y a los medidores conectados a él.

En un ejercicio de pruebas de penetración realizado a la infraestructura AMI de una empresa del sector eléctrico, conectado directamente al poste mediante un cable ethernet al puerto RJ45, debido a que las contraseñas se encontraban configuradas por defecto se accedió a la configuración del concentrador y mediante la conexión vía celular debido a una configuración inadecuada de las listas de acceso fue posible acceder a la red operativa de control, supervisión y adquisición (SCADA). Igualmente se accedió a la red corporativa y a las bases de datos.

3.3.3 Vulnerabilidades

Las amenazas informáticas de las redes inteligentes, tienen el potencial de poner en riesgo la seguridad nacional, la estabilidad económica e incluso la seguridad física. Las centrales eléctricas y los sistemas de control, supervisión y adquisición de datos (SCADA), siempre han sido blanco de los piratas informáticos. El paso de sistemas de control cerrados a redes IP abre un nuevo abanico de vulnerabilidades. Por ejemplo, la integridad de datos y la autenticación pueden verse comprometidos a través de ataques de red tales como: *spoofing*, *Man in the Middle*, suplantación, o denegación de ser-

vicios (*DoS*). Del mismo modo, la seguridad de datos puede verse comprometida por ataques de sabotaje o internos tales como virus y caballos de Troya. Este último se convierte en una amenaza significativa teniendo en cuenta la apertura potencial de los sistemas y sus interconexiones con diferentes de redes, tales como *NAN e Internet*. (UPME Parte 4, 2016)

Una vez que se encuentra un punto de entrada, se hace más fácil para el atacante activar un ataque en cadena a la red inteligente. Por ejemplo, comprometer el canal de precios o lectura de medidas de contadores, en tiempo real, puede resultar en el robo de energía o el control remoto malicioso de electrodomésticos. Por lo tanto, se requiere una seguridad rigurosa del hardware / software para garantizar la validez de las diferentes partes de la comunicación tales como concentradores de cabecera y los contadores inteligentes. Si un atacante se apodera del concentrador de cabecera, entonces podría ser capaz de enviar un comando de interrupción de suministro a los contadores inteligentes con respuesta a la demanda. La interrupción puede hacerse permanente si se ordena a todos los contadores que cambien sus claves criptográficas a algún nuevo valor que solo se conoce al atacante. El impacto podría ser enorme, millones de hogares se quedarían sin energía hasta que los contadores fuesen sustituidos o se repusiesen las claves auténticas. Como consecuencia de ello, la seguridad podría verse en peligro a nivel local, y las empresas podrían perder cantidades importantes de dinero. La ciberseguridad en las redes inteligentes necesita prevenir este tipo de ataques y tener un mecanismo de recuperación (resiliencia) y capacidad de supervivencia en caso de ataques (con éxito). (UPME Parte 4, 2016)

3.3.4 Retos de ciberseguridad para concentradores AMI

Gracias a la unión y estandarización establecida entre distribuidores de energía, fabricantes y desarrolladores

res, la existencia de protocolos relacionados con las redes inteligentes no es tan profusa como en otros entornos de la industria. De entre los protocolos salidos de esta unión y estandarización se analizan aquellos cuyo uso es más común en el territorio español y aquellos que son usados ampliamente a lo largo del territorio europeo: (CERTSI, 2017)

- PRIME
- Meters and More
- DLMS/COSEM
- G3-PLC
- OSGP

Aunque la tecnología de los concentradores *AMI*, puede variar, los requisitos establecidos deben estar orientados a protegerlos y asegurarlos frente a posibles ataques cibernéticos que puedan afectar la protección de la integridad, confidencialidad, disponibilidad y el no repudio de la información.

En una investigación realizada para la adquisición de infraestructura *AMI*, se elaboró una propuesta de 34 requisitos para los concentradores, que abordaba los controles de autenticidad (9), autorización (1), disponibilidad (3), Integridad (11), confidencialidad (10).

El cumplimiento de los requisitos se verificó mediante revisión documental proporcionada por los fabricantes, las siguientes pruebas de vulnerabilidades y su explotación se realizaron en un ambiente controlado:

- Pruebas locales desde el módulo GPRS/ Ethernet / RJ45.

- Pruebas de conexión remota desde internet
- Pruebas remotas desde conexión externa (MODEM ROBUSTEL / SIM)
- Análisis del Software de Gestión del Concentrador.
- USB

Las empresas que eran parte de alianzas internacionales como las mencionadas anteriormente cumplían con los requerimientos y las empresas que no pertenecían a las alianzas intentaron resolverlos con tecnología propietaria sin satisfacerlos, como resultado se obtuvo que de cinco (5) fabricantes, solo tres (3) cumplieron con 19 requisitos básicos.

Las normas o estándares internacionales de ciberseguridad ayudan a las empresas del sector eléctrico con buenas prácticas sobre implementación de programas y políticas de protección de infraestructura crítica, pero no plantean o definen una metodología para el análisis y evaluación de ciberseguridad para los concentradores que soportan la infraestructura de Medición Avanzada en el Sector Eléctrico Colombiano.

Conclusiones

A nivel internacional se han establecido lineamientos específicos para la ciberseguridad en redes inteligentes e infraestructura *AMI*, Los países referenciados cuentan con una estrategia nacional de ciberseguridad o está en construcción de la misma. Colombia cuenta con una política de seguridad digital y una resolución donde se establecen los mecanismos para

implementar la Infraestructura *AMI* en el servicio público de energía eléctrica. Adicionalmente a los aspectos regulatorios se han desarrollado acuerdos para la implementación de la guía de ciberseguridad y para las condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medidas y entre este último y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

Los fabricantes que pertenecen a las alianzas cumplen los requerimientos basados en normas internacionales mientras que los que utilizan tecnología propietaria, aunque intentan resolver los desafíos que representa la ciberseguridad no satisfacen los requisitos de dichas normas cuando aplican el concepto de seguridad por oscuridad.

El código de buenas prácticas tales como la ISO 27002 son aplicables a riesgos de información, pero no totalmente a riesgos de las tecnologías de operación de sistemas eléctricos cuyo tratamiento difiere significativamente.

La confiabilidad del suministro eléctrico en las redes inteligentes y en las infraestructuras de medición avanzada está directamente relacionado con la protección frente a un ataque cibernético.

Las empresas según su apetito de riesgo deben revisar las buenas prácticas, estándares, normativas disponibles para definir los requerimientos de ciberseguridad necesarios para los concentradores *AMI*, a través de una metodología para el análisis y evaluación de ciberseguridad, orientada a proteger y asegurar dichos concentradores frente a posibles ataques cibernéticos que puedan afectar el compromiso y la protección de la integridad, confidencialidad, disponibilidad y el no repudio de la información.

Bibliografía

CONPES 3701, L. d. (23 de Julio de 2011). *MIN-TIC GOBIERNO DE COLOMBIA*. Obtenido de <https://www.mintic.gov.co/portal/604/w3-article-3510.html>

CCI, C. d. (2016). *Estudio sobre la Ciberseguridad Industrial en Colombia*. Madrid: Centro de Ciberseguridad Industrial.

CNO 1004, C. N. (Agosto de 2017). *Concejo Nacional de Operación*. Obtenido de Acuerdo 1004: https://www.cno.org.co/sites/default/files/archivosAdjuntos/anexo_acuerdo1004.pdf

CNO 1043, C. N. (26 de Febrero de 2018). *Concejo Nacional de Operación*. Obtenido de Acuerdo 1043: <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1043-por-el-cual-se-aprueba-la-modificacion-del-documento-de-condiciones-minimas-de>

CNO 701, C. N. (16 de Septiembre de 2014). *Concejo Nacional de Operación*. Obtenido de Acuerdo 701: <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-701>

CNO 788, C. N. (2015). *Acuerdo 788 - Anexo guía de implementación de Ciberseguridad*. Bogotá: Concejo Nacional de Operación.

CE13, E. C. (2008). *DIRECTIVA 2008/114/CE DEL CONSEJO*. EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA.

CERTSI, C. d. (2017). *Guía de Seguridad en Protocolos Industriales Smart Grid*. Madrid: Instituto Nacional de Ciberseguridad.

CIER, C. d. (25 de Octubre de 2018). *Comisión de Integración Energética Regional*. Obtenido de <http://www.cier.org/es-uy/Paginas/Ciberseguridad-evento.aspx>

EPRI, E. P. (25 de Junio de 2018). Smart Grid Resource Center. Obtenido de <http://smartgrid.epri.com/>

GRP, W. E. (2018). *The Global Risks Report 2018, 13th Edition*. Geneva: World Economic Forum.

ICCN, C. C. (21 de Noviembre de 2017). *Comando Conjunto Cibernético*. Obtenido de https://www.ccoc.mil.co/ciberdefensa/maquetacion/biblioteca_publica/catalogo_nacional_infraestructuras_285

(K. C. Budka, 2014). K. C. Budka, J. G. Deshpande, and M. Thottan, *Communication Networks for Smart Grids*. 2014.

MINMINAS, M. d. (29 de Enero de 2018). *Ministerio de Minas y Energía: Normatividad*. Obtenido de <https://www.minminas.gov.co/normatividad?idNorma=47695>

(Miyashita, 2013). T. Otani and M. Miyashita, "Characteristics of AMI using DLMS / COSEM and," *IEEE Smart Grid Comm*, pp. 324–329, 2013.

NIST, N.I. (2014). *Framework for Improving Critical Infrastructure Cybersecurity*. Washington D.C.: National Institute of Standards and Technology.

NTC 6079, I. C. (2014). *REQUISITOS PARA SISTEMAS DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN REDES DE*

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Bogotá: ICONTEC.

(Schneier, 1999) B. Schneier, "Attack Trees," *Dr Dobbs J.*, vol. 24, no. 12, pp. 21–29, 1999.

TrendMicro-OEA, T.-O. (2015). *Reporte de Seguridad Cibernética e Infraestructura Crítica de las Américas*. Washington, D.C: Trend Micro Incorporated.

UK Cyber, T. U. (Noviembre de 2011). *The UK Cyber Security Strategy*. Obtenido de Protecting and promoting the UK in a digital world : https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/60961/uk-cyber-security-strategy-final.pdf

UPME Parte I, S. G. (22 de Mayo de 2016). Estudio: Smart Grids Colombia Visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia Parte I. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. Obtenido de http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/1_Parte1_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf

UPME Parte3, S. G. (2016). *Estudio: Smart Grids Colombia Visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética - UPME.

UPME Parte 4, S. G. (2016). *Estudio: Smart Grids Colombia Visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética - UPME.

LA ENERGÍA DE LA RESPONSABILIDAD. LA RESPONSABILIDAD DE LA ENERGÍA.



Somos uno de los principales operadores de redes eléctricas en Europa gracias a los más de 72 000 km de líneas de alta tensión que gestionamos. Nos ocupamos de la transmisión y de la gestión de los flujos de energía en toda Italia, siendo agentes relevantes de la transición hacia un futuro alimentado por energías renovables.

El respeto por el medio ambiente es para nosotros una palanca estratégica. Por eso operamos cada día respetando plenamente el territorio y las comunidades en donde trabajamos, poniendo el énfasis en la innovación, las competencias y las tecnologías distintivas.

Redes y Valores.



www.terna.it

Terna
TERNA GROUP

Las Smart Grids como herramienta para la regularización y control de asentamientos

CIDEL - Congreso Internacional de Distribución Eléctrica
Septiembre de 2018 - Buenos Aires, Argentina

Tema: La Distribución Eléctrica Sustentable

Autor

Ariel Darío Marañón, Subgerente de
Recuperación de Energía – EDEMSA

Empresa

EDEMSA
Ubicación: Mendoza, Argentina
Dirección: Belgrano 815
Código Postal: 5500
Teléfono: +54 0261 4497300
E-Mail: amaranon@edemsa.com

Resumen

Desde hace algunos años la tecnología en materia de mediciones conocidas como inteligentes o Infraestructuras Avanzadas de Medición (AMI por sus siglas en inglés) avanza de manera acelerada.

EDEMSA no está exenta a ser alcanzada por esta tecnología. En este sentido, y con el objetivo de encontrar una solución a la problemática que significa la gestión de asentamientos y barrios carenciados para una Distribuidora de energía eléctrica, se ha comenzado a implementar este tipo de soluciones en el marco de la innovación tecnológica de la Organización.

Tecnología de estas características nos ha permitido registrar, estudiar y comprender los hábitos de consumo de estos grupos de vecinos y tomar acciones en consecuencia.

Es sabido que aquellos vecinos que viven en un asentamiento o un barrio carenciado que presentan algún grado de vulnerabilidad social y/o económica, no han desarrollado una cultura del uso racional de energía lo que se traduce en consumos indiscriminados de energía. Este consumo indiscriminado trae aparejadas consecuencias nocivas para las instalaciones de la distribuidora y un riesgo real para las personas y las cosas al no tener acceso al servicio formal de energía eléctrica.

En un trabajo conjunto e intersectorial, y en el marco de Programa Luz en Casa desarrollado en EDEMSA, se ha logrado combinar la necesidad de incorporar estos vecinos al servicio formal de energía eléctrica con la nueva tecnología existente asociada a mediciones inteligentes.

Resulta imprescindible señalar que en estos casos la utilización de la tecnología permite un monitoreo instantáneo del comportamiento de consumos que posibilita tomar acciones operativas preventivas inmediatas sobre la propia red y equipos de la Distribuidora, a la vez que permite asegurar la atención de los objetivos de la Empresa orientados a la reducción de la pérdida de energía y la Responsabilidad Social que trae aparejada el trabajo sobre este segmento de clientes.

Optimización de la gestión operativa, reducción de consumos energéticos desmedidos, monitoreo de variables eléctricas sobre la red, control y reducción de pérdidas de energía han sido algunas de las ventajas que se han detectado a partir de la implementación de Smart Grids en algunas zonas particulares del área de Concesión de EDEMSA asegurando de esta manera la sustentabilidad del sistema eléctrico.

Introducción

El objeto del presente trabajo es transmitir y compartir la experiencia de EDEMSA en la aplicación de tecnología específica para el abordaje técnico de aquellos segmentos de clientes económica y socialmente más vulnerables. Experiencia que no sólo tiene su sustento en un eje netamente técnico vinculado a la ejecución de obras de distribución y energización de barrios y asentamientos, sino que también encuentra su complemento en un tratamiento social y de seguimiento a cargo de un equipo de especialistas.

Es habitual que en zonas de características como las descriptas de vulnerabilidad social y económica, consideradas de alta peligrosidad, bajo condiciones habitacionales sumamente precarias que representan un elevado riesgo eléctrico y de seguridad para las personas y las cosas, las Empresas Eléctricas recurran a métodos de coacción como corte de servicio, retiro de instalaciones y diferentes medidas con el objetivo de reducir al máximo la posibilidad de conexiones clandestinas de estas familias a la red eléctrica.

Sin embargo, es de conocimiento de todos que una vez que las cuadrillas retiran las conexiones clandestinas, es sólo cuestión de tiempo para que aparezcan nuevamente estas conexiones precarias, con lo que no sólo se vio frustrado el objetivo de eliminar la conexión irregular, sino que se malgastaron recursos de la Empresa a la vez de poner en riesgo la integridad física de los empleados por las características de estos lugares.

En la experiencia de estos años transcurridos, el abordaje socio-comercial vinculado al abordaje técnico especializado para este segmento de usuarios, ya no es suficiente. Hemos visto necesario elaborar estrategias que con los recursos limitados de personal y la capacidad de acción restringida permitan optimizar los resultados.

En este sentido, se ha visto la necesidad de incorporar nuevas herramientas, técnicas principalmente, que nos permitan llevar adelante una gestión más eficiente, reducción de costos operativos y mayor precisión y disponibilidad en la información.

EDEMSA ha encontrado un aliado en las mediciones inteligentes asociadas a Smart Grids, tecnología que ha permitido analizar el comportamiento de consumos de barrios y asentamientos para realizar acciones operativas preventivas sobre la propia red y equipos de la Distribuidora, a la vez que permite asegurar la atención de los objetivos de la Empresa orientados a la reducción de la pérdida de energía y la Responsabilidad Social que trae aparejada el trabajo sobre este segmento de clientes, asegurando de esta manera la sustentabilidad del sistema eléctrico.

Tecnología aplicada

Las tareas de electrificación de barrios o asentamientos proyectadas e implementadas por nuestros técnicos especialistas en obras, permiten aislar eléctricamente la zona asegurando puntos de alimentación específicos y bien determinados. Esta tarea previa es necesaria para lograr el objetivo del desarrollo de redes inteligentes.

Para decidir qué tecnología debe aplicarse y qué tipología constructiva desarrollar para estos proyectos, es necesario conocer en detalle las características y funcionalidades de las mediciones inteligentes.

En lo que respecta a medidores propiamente dichos, se estudiaron diferentes alternativas, dónde la variable más importante ha sido la modalidad de comunicación entre medidor/suministro y Empresa.

De más está destacar que para el éxito del proyecto se hace necesario contar con un medidor electrónico, con relé de corte, perfil de carga, registro de variables eléctricas, entre otras virtudes con las que cuentan los Smart Meters.

En este sentido, dentro del abanico de posibilidades que existen en los módulos de comunicación, siendo los más desarrollados GPRS, PLC y RF (radio frecuencia), EDEMSA decidió orientarse a la modalidad de PLC y GPRS.

Sin embargo, se debe también conocer el terreno y ámbito de aplicación ya que entendemos que cada situación merece un análisis particular y una solución específica.

Alternativas como redes PLC, instalación de concentradores y uso de totalizadores GPRS, mediciones a nivel o en gabinetes en altura, son tipologías constructivas de cada red eléctrica de Barrios y asentamientos a tener en cuenta al momento del análisis de cada obra que realizan los inspectores técnicos y que debió ser estudiada en profundidad. Asimismo, la incorporación de estas tipologías constructivas deben ser afines a los tipos constructivos ya existentes en la Empresa, con el objetivo de no generar un impacto tal, que en algunas situaciones hubiera sido imposible avanzar en los proyectos.

Casos de estudio

Una vez decidida la tecnología a implementar, en conjunto con especialistas sociales en el marco de Programa Luz en Casa desarrollado en EDEMSA, se logró identificar algunas zonas en las que la implementación de estos proyectos de redes inteligentes fuera de mayor factibilidad.

En tal sentido, se identificaron los siguientes barrios:

B° Tupac Amaru – Luján de Cuyo:

Este barrio está conformado por 40 familias de características rurales. El tendido eléctrico es a baja altura en postación de eucalipto de 7,5 mts. Las viviendas son de material con pilastras premoldeadas.

B° El Progreso – Ciudad de Mendoza:

Este barrio está conformado por 105 familias de características urbanas. El tendido eléctrico es en altura en postación de eucalipto de 11 mts. Las viviendas

son precarias de materiales mixtos entre los que encontramos chapas, cartón, madera, ladrillos y nylon, con pilastras tipo espiga provistas por la Distribuidora.

B° Flores y Olivares – Ciudad de Mendoza:

Este barrio está conformado por más de 450 familias de características urbanas. El tendido eléctrico es en altura en postación de eucalipto de 11 mts. Las viviendas son precarias de materiales mixtos entre los que encontramos chapas, cartón, madera, ladrillos y nylon. Además, por las características constructivas y catastrales del barrio, no es posible la instalación de pilastras, por lo que se decidió la instalación de medición en altura en gabinetes de hasta 9 (nueve) medidores acometiendo en cada vivienda al tablero primario.

Bajo este escenario y frente a realidades diferentes, se definió una tipología constructiva específica para cada caso:

En el caso de los barrios **Tupac Amaru** y **El Progreso**, se realizó instalación de medidores inteligentes en cada pilastra, con comunicación PLC. Estos medidores, utilizando la propia red de distribución de baja tensión, reportan a un Concentrador que cuenta con comunicación GPRS hacia el Servidor de Datos. En todos los casos, se instaló un medidor inteligente totalizador del consumo de cada circuito en cada Centro de Transformación.

Para el **Barrio Flores y Olivares** se proyectó la instalación de medidores inteligentes con comunicación PLC instalados en Gabinetes metálicos en altura, que reportan a un Concentrador con comunicación GPRS hacia el Servidor de Datos. De la misma manera, en cada uno de los tres Centros de Transformación se instaló un medidor totalizador del consumo.

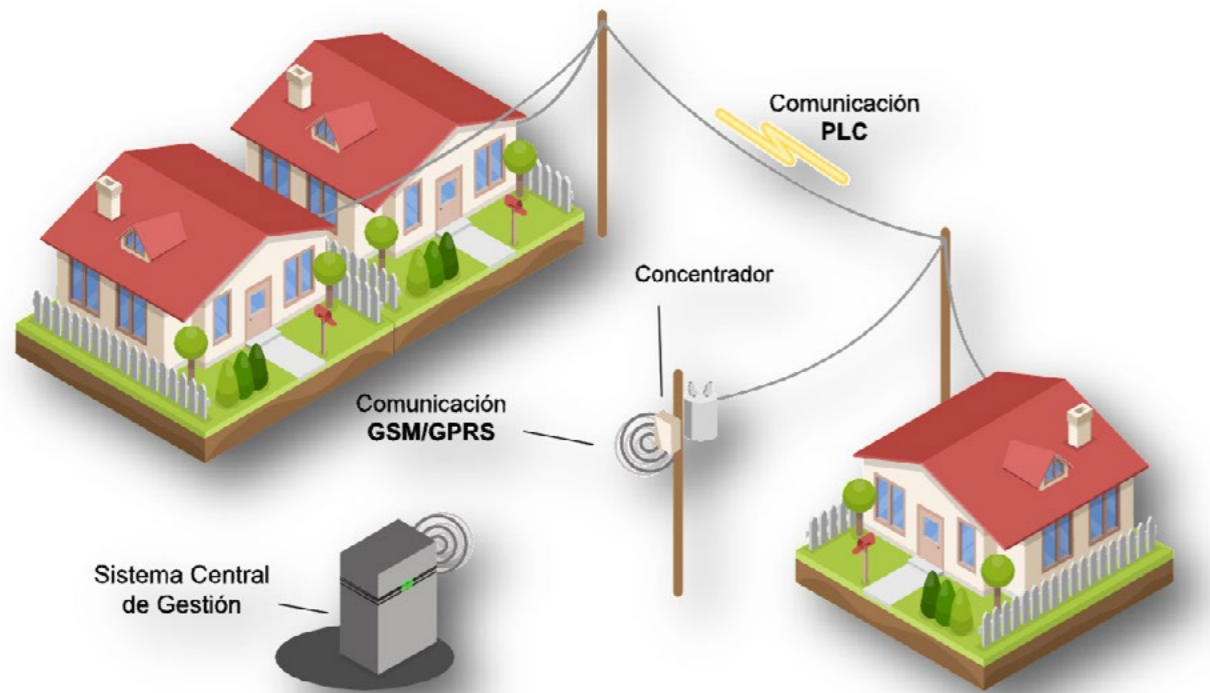


Figura 1: Red Inteligente de medidores en cada vivienda con comunicación PLC y GPRS.

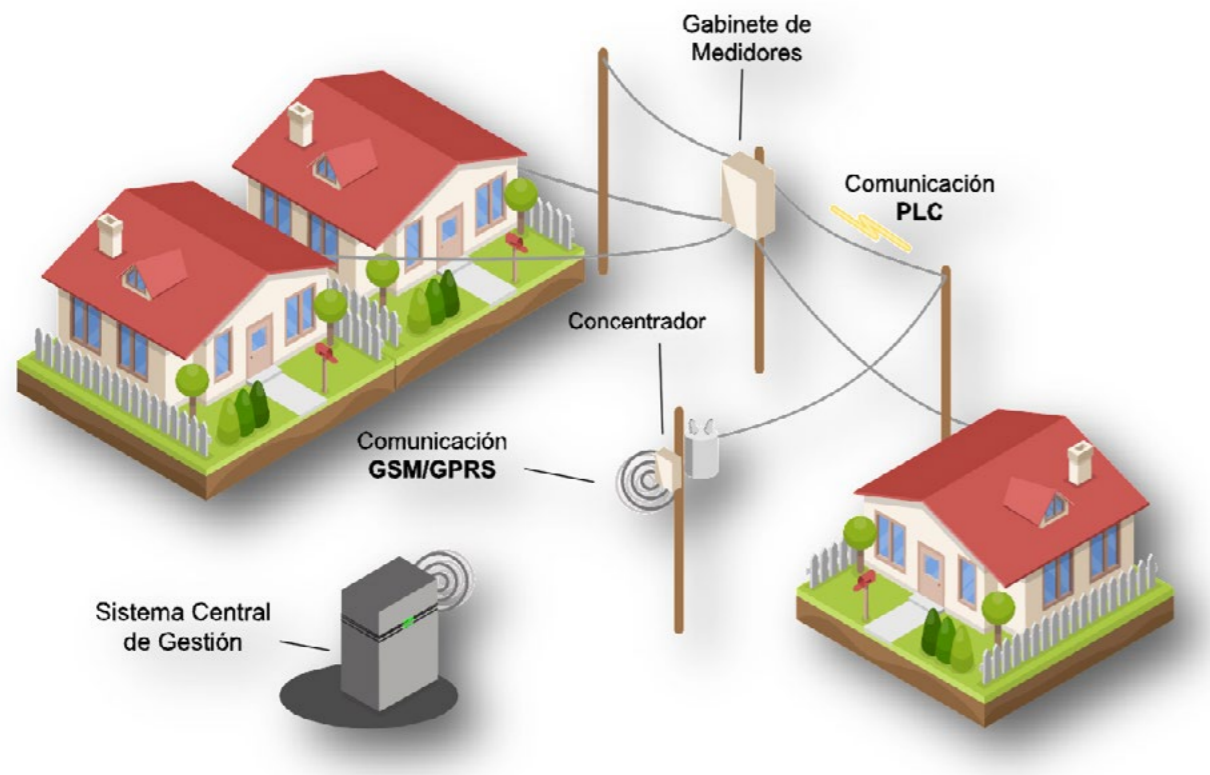


Figura 2: Red Inteligente de medidores en gabinete en altura con comunicación PLC y GPRS.

De manera similar, sobre aquellos barrios o asentamientos que por razones ajenas a la Distribuidora no ha sido posible su regularización eléctrica interna en el marco del Programa Luz en Casa, y como otro eje de acción, se procede a la ejecución de obra eléctrica de aislamiento de la zona e instalación de un medidor Totalizador en la subestación correspondiente. Así, disponemos de medidores Totalizadores Inteligentes instalados, algunos de los cuales son facturados, y otros que son instalados a los simples efectos de registrar el consumo y demás variables eléctricas con el objetivo de prever sucesos que pudieran dañar las instalaciones de la Distribuidora.

Análisis y Acciones

A partir de la utilización de esta tecnología se ha podido realizar el análisis de diferentes variables que nos han posibilitado estructurar la actividad de terreno de una manera más eficiente. En este sentido, ha sido posible estudiar, a través de la plataforma del proveedor vía hosting, balances, consumos de energía y carga en las subestaciones que alimentan a cada barrio.

A modo de ejemplo se muestran a continuación gráficos de consumo y balance de energía de algunas de estas subestaciones.

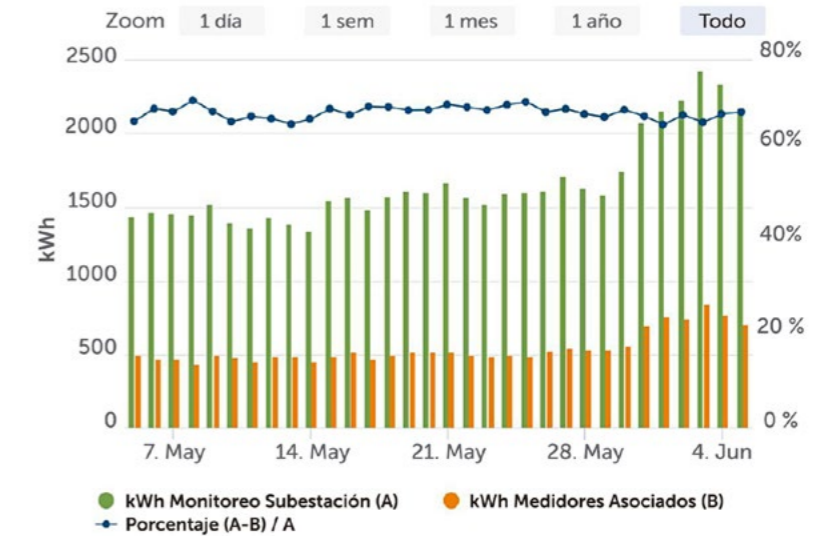


Gráfico 1: Balance de Energía B° El Progreso – La Favorita.

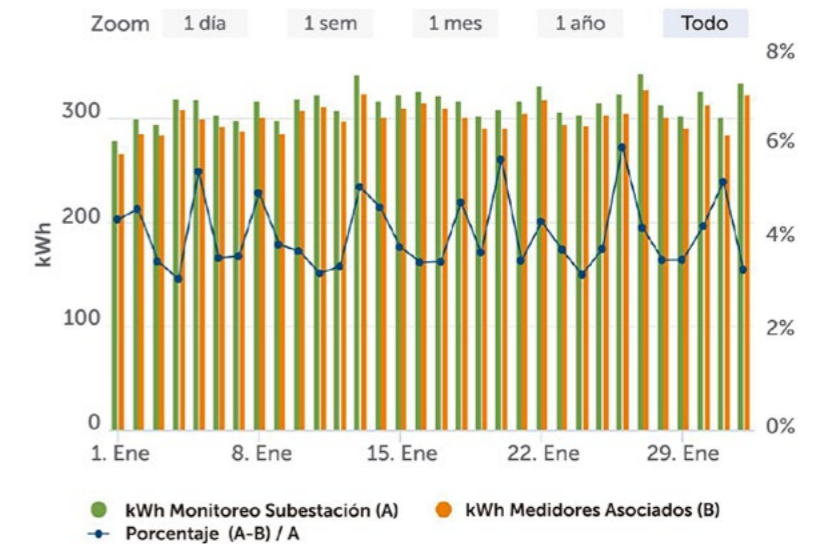


Gráfico 2: Balance de Energía B° Tupac Amaru – Luján de Cuyo.

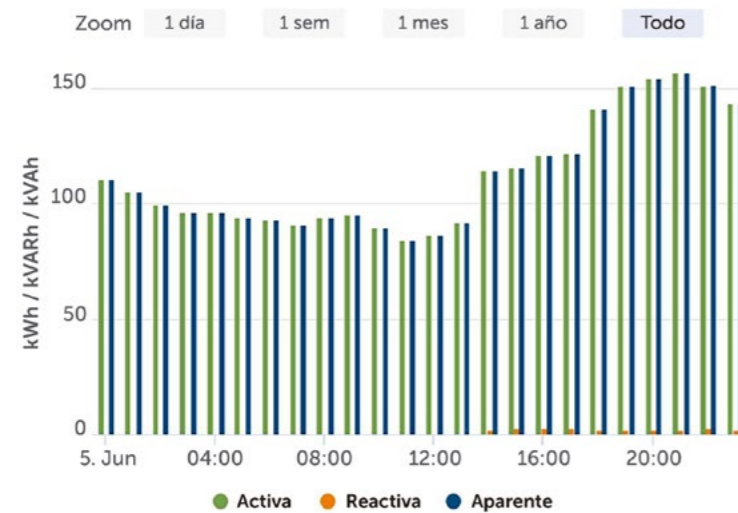


Gráfico 3: Consumo de energía Totalizador del B° Flores y Olivares – Ciudad.

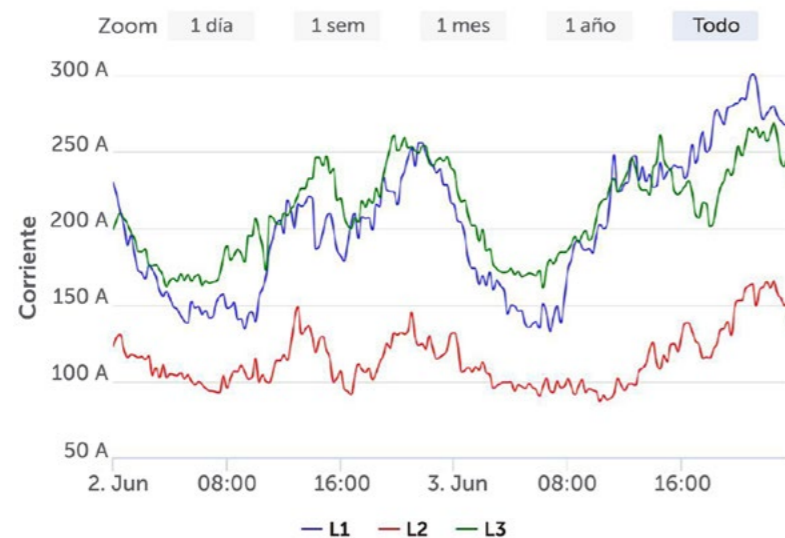


Gráfico 4: Corrientes por fase de Totalizador del B° Flores y Olivares – Ciudad.

De la misma manera, podemos analizar comportamientos de consumos a partir de los gráficos de consumo y corrientes entre otros, que registra cada medidor de energía.

Con esta información, se pudo decidir direccionar los recursos de manera más estratégica hacia aquel barrio que presentó mayor porcentaje de pérdida según los primeros gráficos lo indican.

De la misma manera, al analizar los consumos y desbalance de cargas registrados por el medidor como en los últimos gráficos anteriores, nos ha permitido

tomar acciones operativas preventivas inmediatas sobre la propia red y equipos vinculadas a calibración de fusibles en subestaciones y adecuación de circuitos internos para el balanceo de cargas por ejemplo.

Resultados / Conclusiones

Actualmente EDEMSA cuenta con más de 150 terminales inteligentes en funcionamiento entre los que encontramos redes inteligentes en barrios o asentamientos, mediciones totalizadoras de consumos de asentamientos y Alumbrado Público inteligente.

La optimización de la gestión operativa, reducción de consumos energéticos desmedidos, monitoreo de variables eléctricas sobre la red, control y reducción de pérdidas de energía han sido algunos de los beneficios a partir de la implementación de Smart Grids en algunas de estas zonas mencionadas.

En este sentido, a partir de esta tecnología se ha conseguido generar ahorros económicos directos en los procesos de Toma de Lectura, y en Suspensión y Reanudación de servicio al realizarlo de manera remota y no requerir de personal de terreno para la ejecución de estas tareas resguardando a su vez la integridad física de nuestros colaboradores, como así también en los procesos orientados a la reducción de pérdidas de energía producto de obtener información precisa y confiable a partir de balances de energía de zonas y/o información específica de variables eléctricas registradas por el medidor.

Adicionalmente, se ha podido identificar de manera temprana la caída de consumos de usuarios, desbalances de cargas en los transformadores, como así

también las demandas de potencia que exceden la capacidad nominal de transformadores tras el análisis de los factores de utilización de los mismos, que ha posibilitado la intervención preventiva y proactiva de personal de otros sectores de la Empresa vinculados al mantenimiento de redes y transformadores.

En EDEMSA estamos convencidos que el éxito de los Proyectos vinculados a Smart Grids no puede ser obtenido trabajando de manera aislada o sin la interrelación de diferentes sectores de la Organización, ya que las redes inteligentes deben ser entendidas como una herramienta con óptimos resultados para la Empresa en materia de Gestión Operativa, en Control y Reducción de pérdidas de energía, en Mejora en la calidad de servicio y producto de las zonas de aplicación y alrededores, y por sobre todo asegurar la Sustentabilidad del sistema eléctrico en el que se materializan los proyectos.

Ampliar la gestión en Redes Inteligentes es nuestro desafío, nuestro compromiso y en esta dirección estamos orientando nuestros esfuerzos.



Equipo detector de fraudes subterráneos con red en servicio

CIDEL - Congreso Internacional de Distribución Eléctrica
Septiembre de 2018 - Buenos Aires, Argentina

Tema: La Distribución Eléctrica Sustentable

Autores

Leonardo Roberto Vallerino, Ingeniero Electrónico / Supervisor de Telecontrol – Edenor S.A.

Miguel Ángel Púllice, Ingeniero Electrónico / Gerente Regional – Edenor S.A.

Empresa

EDENOR S.A.

Ubicación: Caba, Argentina

Dirección: Av. Del Libertador 6363

Código Postal: 1428

Teléfono: 4346-5000 (int 8665) / 15-2363-0604

Fax: 4346-5000 int 8665

E-Mail: lvallerino@edenor.com

Resumen

El Equipo Detector de Fraudes sobre la red subterránea es una herramienta que facilita la detección de conexiones clandestinas, que por su naturaleza se encuentran ocultas y son difíciles de ubicar. La posibilidad de rastrearlas con el cable en servicio otorga la ventaja de no requerir un corte de suministro que puede generar penalizaciones por parte del ente regulador y molestias al cliente, además de no permitir que el cliente que está utilizando esta conexión sea alertado.

Para su utilización sólo es necesario conectar el equipo transmisor a la red en servicio a través de un buzón, caja de toma o similar y proceder al rastreo de las trazas del cable principal

y de las acometidas. Esta técnica sólo requiere que el operador posea una somera experiencia en este tipo de actividad y que sea capaz de interpretar las diferentes formas de recepción que se pueda encontrar durante la tarea. A continuación describiremos en profundidad los detalles del equipo y su operación.

Introducción

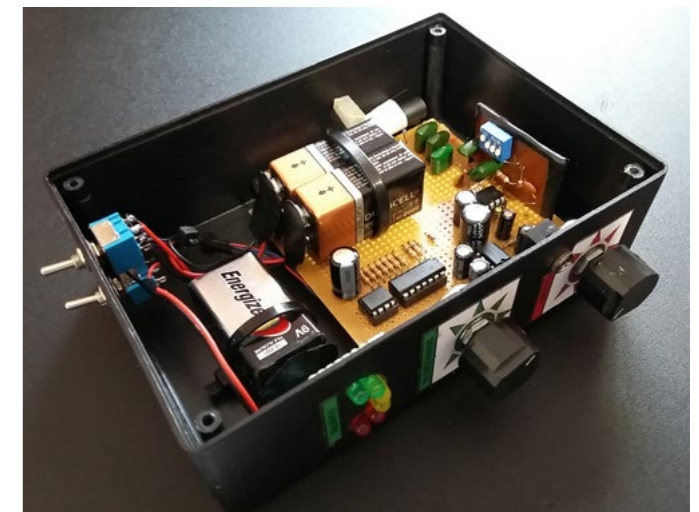
Es sabido que en las líneas aéreas la posibilidad de seguir las trazas del tendido de manera visual facilita la detección de fraudes. Por el contrario, en las redes subterráneas donde las acometidas surgen de un cable troncal enterrado por debajo del nivel del suelo, el hecho de no poder realizar una inspección visual anula el sentido más importante para la detección de la irregularidad. En este escenario no siempre es posible medir corrientes y los puntos accesibles de la red suelen agrupar a varios clientes, con lo cual la composición de la carga total como suma de las corrientes individuales en un instante es poco menos que imposible.

Se consideró entonces la posibilidad de crear un generador de frecuencia audible (conocido como equipo de onda musical) que pudiese funcionar con cables en servicio para utilizarlo en la detección de acometidas. Dada la gran cantidad de variables involucradas en el proceso de detección, el transmisor debió permitir ajustarse a situaciones como: A) Clientes con poca carga, B) Cables enterrados a profundidad mayor a la estándar C) Por debajo de lozas, D) Inducción en elementos metálicos como caños

de agua o gas, por nombrar sólo algunas. Luego de un trabajo de investigación y desarrollo se logró un prototipo transmisor y receptor que cumplieran con los requerimientos necesarios para la detección de acometidas subterráneas en servicio.



Prototipo transmisor.



Prototipo receptor.

Funcionamiento

Equipo Transmisor

El equipo transmisor es el encargado de generar una señal de audio, modularla en dos tonos, amplificarla e inyectarla a la red teniendo en cuenta su impedancia para satisfacer el teorema de máxima transferencia de potencia. Para ello cuenta con una serie de etapas:

- Oscilador
- Modulador
- Amplificador
- Filtro
- Panel de ajuste

A partir de la experiencia realizada con el prototipo en campo se definieron diferentes ajustes:

Frecuencia:

Con este comando puede elegirse un tono continuo de 1, 3, 4 u 8 kHz de onda senoidal. Se utiliza para facilitar la detección acústica de acuerdo con la siguiente consideración:

Ajuste	Amplitud necesaria	Admitancia de Red	Relación S/R	Inducción	Precisión	Alcance
A mayor frecuencia	Disminuye	Aumenta	Aumenta	Aumenta	Disminuye	Aumenta
A menor frecuencia	Aumenta	Disminuye	Disminuye	Disminuye	Aumenta	Disminuye

A mayor frecuencia disminuye la amplitud necesaria para la detección porque la red admite mejor la señal. Con esto aumenta el alcance de la señal, que logra escucharse con claridad sobre el ruido de la red. Sin embargo, la inducción sobre caños o cables paralelos es mayor, lo que puede ensuciar el proceso de detección. A su vez la precisión disminuye, haciendo que la zona de detección sea más grande y se dificulte puntualizar la traza.

En el sentido opuesto, a menor frecuencia la zona de detección es menor porque el alcance disminuye, lo que permite ubicar la traza de los cables con mayor precisión. La inducción sobre otros elementos metálicos disminuye, lo que ocasiona menos confusión al usuario, pero también disminuye la relación señal/ruido, lo que empeora la calidad de la recepción. La amplitud necesaria aumenta porque la admitancia de la red es menor, lo que nos obliga a forzar la señal al inyectarla a la red.

Amplitud:

Este ajuste se utiliza para variar la tensión pico a pico de la señal a inyectar entre 0 y 100 Vpp, y con ello ajustar la potencia entregada a la red. Con esto se logra forzar la inyección de señal cuando la admitancia de red es baja, ya sea porque la frecuencia seleccionada es baja o porque la impedancia de la sección a medir es alta.

Modulador:

Esta función permite inyectar dos frecuencias distintas alternándose cada un segundo. Los pares de tonos que se pueden elegir son: 1 y 4 kHz, 1 y 8 kHz, 3 y 4 kHz, 3 y 8 kHz. De esta manera se mejora la recepción combinando las ventajas de una frecuencia baja con las de una alta durante la misma detección.

Filtro:

En aquellas situaciones en las que la impedancia de red es muy alta, se puede seleccionar un filtro cuya impedancia es menor para poder forzar a la señal a ingresar a la red con la potencia que se necesita.

Equipo receptor:

El equipo receptor es el encargado de captar el campo electromagnético generado por la corriente eléctrica de la señal inyectada por el equipo transmisor. Contiene las siguientes etapas:

- Pick Up
- Filtro
- Amplificador
- Vúmetro
- Salida de audio

Los diferentes ajustes son:

Volumen:

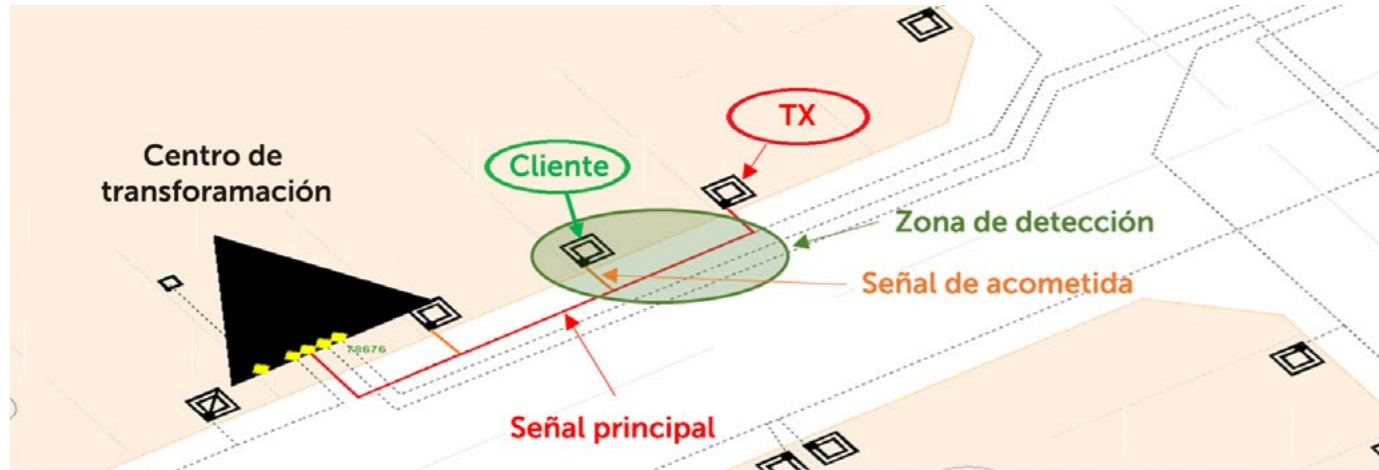
Se ajusta el volumen de recepción a fin de no lastimar los oídos y de realzar la recepción de la señal, dado que este ajuste también impacta sobre el filtro de salida.

Sensibilidad del Vúmetro:

Cuando se requiere comparar la intensidad recibida en diferentes puntos del barrido es necesario utilizar el vúmetro para cuantificar la amplitud de la señal. Con este comando se logra ajustar la escala del display de leds para que el vúmetro se ajuste a la máxima intensidad de señal recibida y de esta forma se cuantifique correctamente el nivel de recepción.

Modo de conexión del transmisor

Para una mejor performance el equipo transmisor debe ser conectado en el punto más cercano aguas abajo de la zona de detección. La señal se establecerá con mayor intensidad hacia el centro de transformación, generándose una derivación de señal por la acometida a verificar. La conexión puede hacerse entre Fase y Neutro (FxN) o entre Fase y Fase (FxFy). En principio, se recomienda el modo F2N o el F1F3 porque debido a la forma de construcción de los cables de distribución son conductores enfrentados, y por ende el área gaussiana entre ellos es mayor, mejorando el flujo magnético radiado.

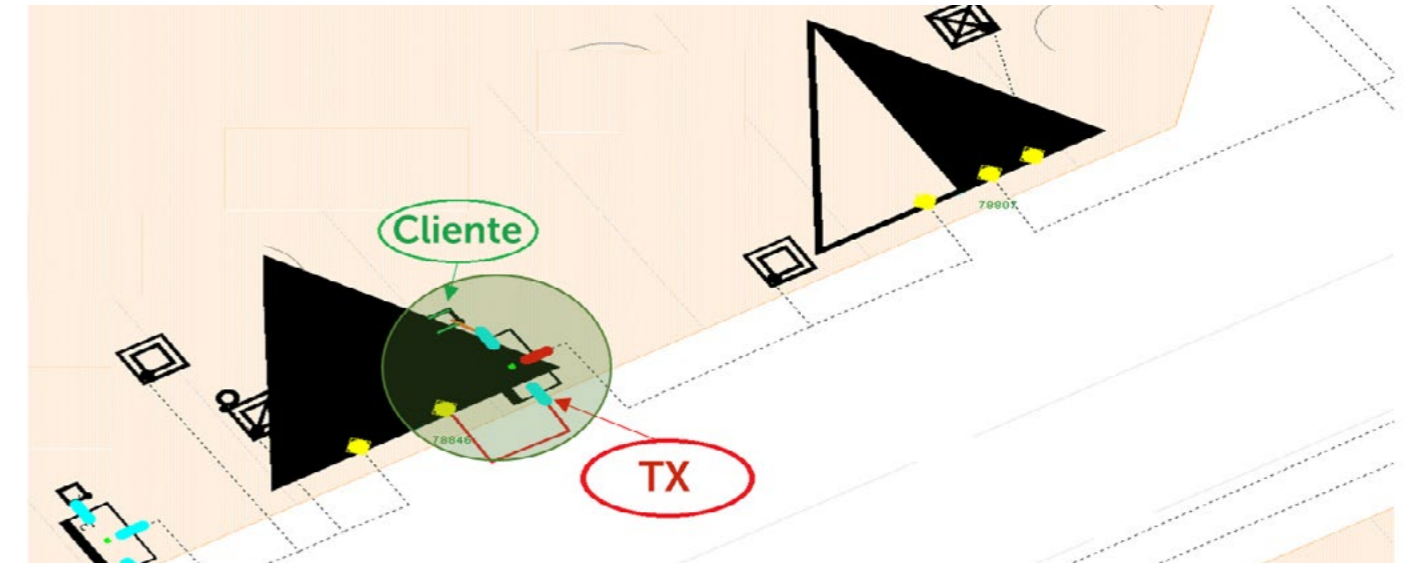
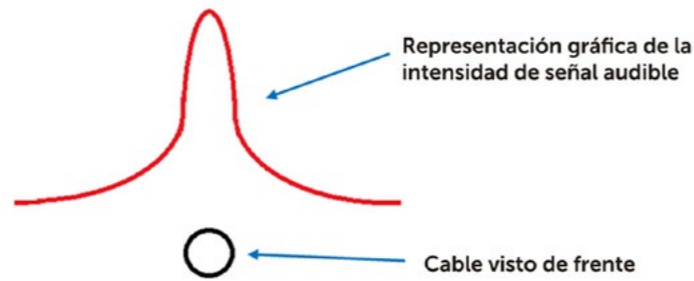


Métodos de empleo del receptor

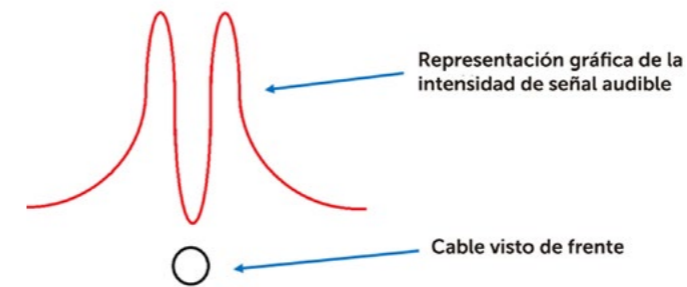
Una vez encendido y configurados sus ajustes, el receptor admite dos modos de utilización: método del máximo y método del mínimo.

En este modo de operación la antena loop del pick up se sitúa en forma vertical, recibiendo la mayor intensidad de campo justo en el centro del cable que se rastrea. La ventaja de este método es que la recepción es clara e intensa y el área de detección es grande, con lo cual se lo utiliza para comenzar con la detección. La desventaja es que no es un método preciso para la puntualización de la traza.

Método del máximo:



Método del mínimo:



Caso real - Detección de acometida apócrifa en edificio sospechoso de Capital Federal

Después de ensayos de simulación con resultados satisfactorios se procedió al análisis de un caso real.

Conexión:

Se conectó el equipo al buzón más cercano al pilar sospechoso en los modos 3 y 4 kHz - 100Vpp - Filtro A y Filtro B (F2N), 3 y 8 kHz - 90 Vpp - Filtro A (F2N).

Ejecución:

Se buscó acometida en todo el frente del edificio. Se detectó cable con señal débil desde el pilar hacia el inmueble por línea de medianera, donde la señal era más fuerte cerca del pilar del edificio. Además, se encontró la acometida de la caja toma del edificio vecino y la que se vinculaba al cliente en cuestión, ambas legales, y un falso positivo en una chapa de "BOMBEROS" que se descartó por variación de frecuencia.

Estas lecturas realizadas se muestran en la siguiente figura:



Líneas por donde se rastrearon acometidas con el equipo. En verde donde no hubo detección, en anaranjado donde se escuchó señal.



En el círculo anaranjado: detección de conexión clandestina con buena señal. En el círculo verde la señal se perdía, puesto que el cable se hundía hacia el sótano.

Cuando se procedió a inspeccionar el pilar para verificar el hallazgo se encontró una conexión clandestina aguas arriba de la caja toma que se dirigía al edificio por línea medianera y se hundía a los 50 cm. Se trataba de un cable de 4x10 mm² de sección que era el que el equipo había detectado.

Resultados:

Se logró detectar conexión clandestina cerca del pilar en dirección al edificio, que al hundirse se hacía menos audible cerca de la línea municipal. Además, el equipo no detectó conexiones clandestinas inexistentes (falsos positivos).

Conclusiones del caso:

El equipo demostró tener suficiente capacidad para detectar la conexión cerca del pilar, además de poder diferenciar una detección real de un falso positivo.

Conclusiones

El Equipo Detector de Fraudes con Red en Servicio es una herramienta indispensable para detectar y ubicar posibles fraudes subterráneos sin necesidad de cortar el suministro. Su misión es la de identificar conexiones clandestinas. Esto permite proceder al zanqueo de aquellas zonas donde la certeza de encontrar una irregularidad es mayor, acortando los tiempos.

Lecciones aprendidas

En la medida que se realizaron pruebas en campo se encontraron dificultades técnicas o variables que intervenían en el proceso de detección. Esto permitió

elaborar ajustes con los cuales anular o minimizar estos efectos indeseados.

Los fenómenos descubiertos son:

- Espira de neutro e inducción de neutro: Como los neutros son mallados y el área de esa espira es de una hectárea, el flujo magnético resultante interfiere en las mediciones. Este efecto se reduce drásticamente si se comparan las mediciones obtenidas entre el método del máximo y del mínimo.
- Falsos positivos debidos a irradiaciones de la señal en empalmes: Los empalmes, sobre todo rectos, modifican la geometría de los cables de baja tensión de tal manera que los conductores no sólo se separan entre sí, sino que también presentan un área convexa cuyo flujo magnético simula el de una acometida. Este efecto se resolvió inyectando la señal con un dispositivo entre diferentes conductores del cable de distribución en la secuencia (F1N, F2N, F1F2, F1F3, F2F3, F3N), manteniendo fijo el receptor. Si la recepción cambia drásticamente a lo largo de esa secuencia, se trata de un falso positivo.

Seminario Internacional de Gestión de Activos de Transformadores

“Estrategia e implementación de la gestión inteligente de Transformadores y Reactores”

organiza: 

 COCIER | 50 años
Juntos progresamos

apoya: 

3er
sigat

4 - 6 de junio de 2019
Centro de Eventos el Tesoro - Medellín

cier 2019

Implementación del módulo GIS de calidad de servicio en EPESF

CIDEL - Congreso Internacional de Distribución Eléctrica
Septiembre de 2018 - Buenos Aires, Argentina

Tema: Calidad del Servicio y del Producto en Distribución

Autores

Agustín Daniel Molina, Ingeniero Electricista – EPESF

Leonardo Juan Grenat, Técnico Mecánico Electricista – EPESF

Empresa

Empresa Provincial De La Energía De Santa Fe (EPESF)

Ubicación: Santa Fe, Argentina

Dirección: Pje. R Martínez 2627

Código Postal: S3002AAA

Teléfono: +543424505510

Fax: +543424505507

E-Mail: amolina@epe.santafe.gov.ar

lgrenat@epe.santafe.gov.ar

Resumen

La EPESF carece de un Ente Regulador que exija un control sobre la Calidad de Servicio Técnico y que aplique penalizaciones al no lograr las exigencias mínimas. Sin embargo, históricamente la Empresa ha obtenido indicadores con la finalidad de explotarlos internamente para la mejora del servicio, orientando inversiones, planificando mantenimientos, etc.

El antiguo SIAIS (Sistema Informático de Análisis de Interrupciones de Suministro) era un programa alfanumérico que cumplía con lo solicitado por los Organismos de Control en la mayoría de las Empresas Distribuidoras, además era simple de operarlo y no requería mayores requisitos técnicos.

Con la llegada de los Sistemas Técnicos Corporativos (fundamentalmente los de Información Geográfica o GIS), fue aumentando la necesidad de comenzar a inter-relacionar toda la información de la empresa. El SIAIS no estaba preparado para tal desafío. Es por eso que se decidió implementar un Nuevo Módulo al GIS existente.

Si bien el producto informático se encontraba siendo utilizado en otras distribuidoras y su buen desempeño estaba ampliamente comprobado, fue necesario complementarlo con una lógica de asignación de indicadores elaborada por EPESF. Esto se debió a la tan particular y diversa topología eléctrica de la Red MT. La EPESF abastece grandes zonas urbanas con Centros de Distribución interconectados con Alimentadores en Paralelo, Distribuidores Urbanos Anillados y Radiales, Extensos Alimentadores de 33 kV que abastecen sucesivas Estaciones de Rebaje a 13,2 kV, Líneas Rurales Monofásicas, Generación inyectada en Redes AT y MT.

Ante este panorama la lógica elaborada debió ser lo suficientemente potente como para que, por un lado, los cálculos se realicen con la celeridad necesaria, y por el otro que los resultados sean representativos de la realidad.

En el presente trabajo se detalla el proceso de implementación del Módulo GIS de Calidad de Servicio en EPESF, teniendo en cuenta las particularidades de la Red MT y la interrelación con los demás sistemas de la Empresa.

1. Introducción

El Módulo CDS se nutre de información de distintos sistemas, a continuación, los describimos con un detalle solamente de los elementos significativos para el cálculo de CDS:

1.1. Módulo Básico GIS

En el Sistema de Información Geográfica se encuentran representados los siguientes datos:

- a. **Esquema Unifilar de las Redes AT y MT de la EPE:** Se encuentran modeladas en forma esquemática:
 - i. Estaciones Transformadoras,
 - ii. Centros de Distribución,
 - iii. Estaciones de Rebaje (Subestaciones MT/MT),
 - iv. Conductores y elementos de protección y maniobra de la Red,
 - v. Subestaciones Transformadoras (MT/BT),
 - vi. Clientes AT/MT.
- b. **Esquema Geográfico:** Se encuentran modeladas en forma geo-referenciada todas las redes de la EPE. Detallamos los elementos utilizados para CDS:
 - i. Subestaciones Transformadoras (MT/BT) vinculadas con su equivalente del Esquema Unifilar.

ii. Conductores y elementos de protección y maniobra de la Red

iii. Pequeños y Grandes Clientes BT.

c. **Interfaz con Sistema Comercial:** Se obtienen todos los datos comerciales de los Pequeños y Grandes Clientes BT Modelados en el esquema geográfico y Clientes AT/MT Modelados en el Unifilar. Los datos más relevantes para CDS son los consumos bimestrales o mensuales de pequeños y grandes clientes respectivamente.

d. **Interfaz con Sistema de Gestión de Transformadores:** Se obtienen todos los datos técnicos de los transformadores MT/BT modelados en el esquema Unifilar. Los datos más relevantes son la potencia instalada (en KVA) y la zona (Rural / Urbana).

cuando corresponde a elementos tele comandados, o manual, cuando no lo son. En ambos casos el usuario debe adicionar información referida al tipo de instalación, causa, corte programado o forzado, comentarios, etc.

1.3. Interfaz SCADA

Es una aplicación mediante la cual todos los eventos registrados sobre elementos tele comandados de las Redes AT /MT modeladas en SCADA, se ven reflejados online sobre sus equivalentes en el Esquema Unifilar GIS y documentados en OMS. De esta manera, se ve facilitada tanto la gestión en tiempo real por parte de los despachantes, como la carga de información sobre eventos en la modalidad Post Operación.

1.4. Cálculo de Interrupciones

Esta aplicación se ejecuta en los servidores de aplicación GIS y su función es interpretar las operaciones cargadas en OMS en función de su impacto sobre el Modelo Eléctrico, generando así, las tablas de interrupciones a nivel modelo. Los cálculos son mensuales y se ejecutan sobre las Redes AT y MT.



El usuario final de Calidad de Servicio, mediante una aplicación cliente, ejecuta la generación de las tablas Finales. Ellas son las que se utilizan para la presentación de informes a Entes Externos (Secretaría de Energía), el cálculo de Bonificaciones y el uso interno (Por ejemplo, Indicadores por Alimentador para el plan de obras).

res por Alimentador, que es la que terminó rigiendo el Algoritmo Base del Módulo de Calidad de Servicio.

A continuación, se describirán cada uno de los casos junto con: el set de maniobras que lo determina, el resultado esperado y la regla empírica que determina dicho resultado.

2.1. Caso 1. Distribuidor Puro

En este caso se plantean las diferentes alternativas de reposición que se pueden presentar ante la salida de servicio de un Distribuidor Puro.

En la **Figura 1** se muestran los recorridos normales de dos distribuidores del Centro de Distribución Mayoraz de la Ciudad de Santa Fe. Además de ambos circuitos se encuentran identificados los elementos de maniobra que serán operados para recrear el caso.

2. Proceso de implementación

Una vez definido el alcance del proyecto se inició el proceso de implementación. Éste consistió en el planteo de casos típicos de la Red EPE con sus resultados esperados. Éstos respondieron a conocimientos “empíricos” de los especialistas de la empresa y en cada uno se fue estableciendo una regla de funcionamiento. El conjunto de las reglas determinadas en cada caso sirvió para establecer la Lógica de Asignación de Indicador

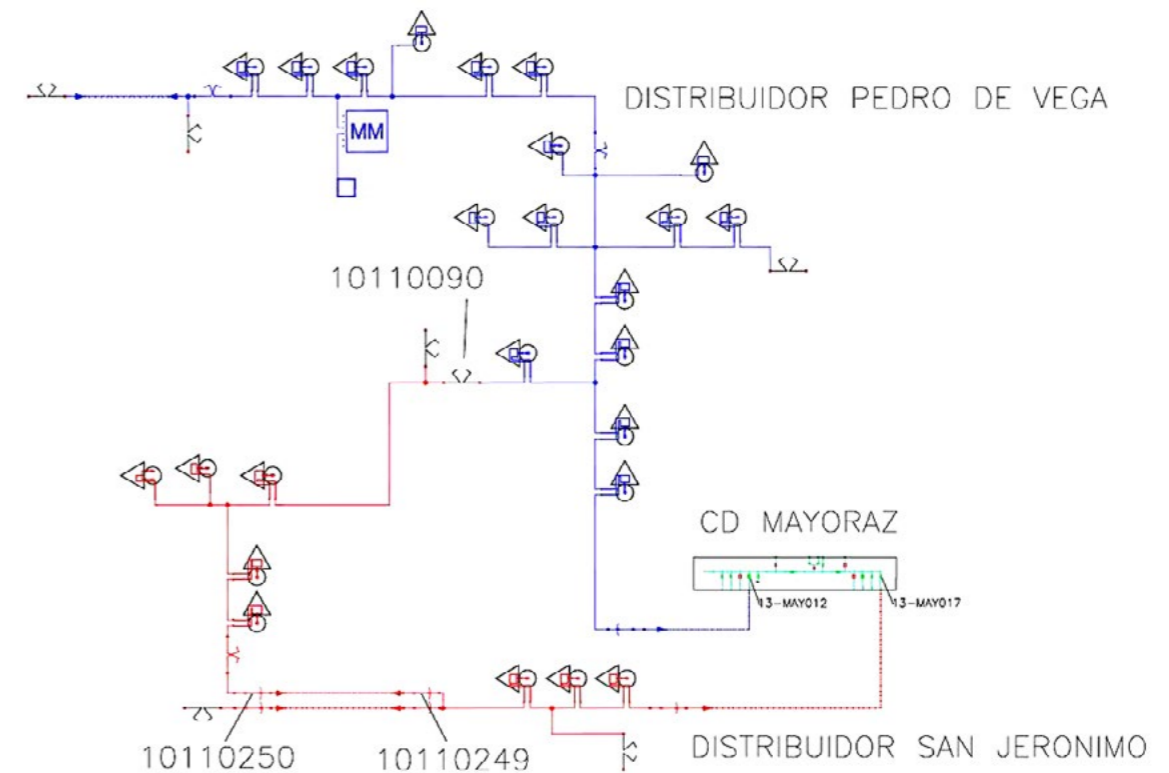


Figura 1.

a. Set de Maniobras

A continuación, se detallan las maniobras ingresadas para recrear el caso. Se indican en color rojo aquellas aperturas que generan afectaciones y en verde los cierres que producen reposiciones.

	Fecha - Hora	Elemento	Opreación	Causa	Observaciones
1	03/03/2012 01:00	13-MAY017	Abrir	Sobrecarga	Interrupción de 9 trafos del Dis tribuidor San Jerónimo
2	03/03/2012 01:02	13-MAY017	Cerrar	Sobrecarga	Reposición Total del Dis tribuidor San Jerónimo (9 Trafos)
3	03/03/2012 01:10	13-MAY017	Abrir	Sobrecarga	Interrupción de 9 trafos del Dis tribuidor San Jerónimo
4	03/03/2012 01:15	13-MAY017	Cerrar	Sobrecarga	Reposición Total del Dis tribuidor San Jerónimo (9 Trafos)
5	03/03/2012 01:20	13-MAY017	Abrir	Sobrecarga	Interrupción de 9 trafos del Dis tribuidor San Jerónimo
6	03/03/2012 04:25	13-MAY017	Cerrar	Sobrecarga	Reposición Total del Dis tribuidor San Jerónimo (9 Trafos)
7	03/03/2012 17:00	13-MAY017	Abrir	Sobrecarga	Interrupción de 9 trafos del Dis tribuidor San Jerónimo
8	03/03/2012 17:30	10110249	Abrir	Sobrecarga	Apertura para aislar tramo fallado
9	03/03/2012 17:35	10110250	Abrir	Sobrecarga	Apertura para aislar tramo fallado
10	03/03/2012 17:40	13-MAY017	Cerrar	Sobrecarga	Reposición Parcial del Dis tribuidor San Jerónimo (3 Trafos)
11	03/03/2012 17:40	13-MAY012	Abrir	Sobrecarga	Interrupción de 17 trafos y un cliente MT del Dis tribuidor Pedro de Vega
12	03/03/2012 17:45	10110090	Cerrar	Sobrecarga	Cierre de interconexión entre San Jerónimo y Pedro de Vega
13	03/03/2012 17:50	13-MAY012	Cerrar	Sobrecarga	Reposición Total del Dis tribuidor San Jerónimo (6 Trafos) y del Pedro de Vega (17 Trafos + 1 CMT)
14	03/03/2012 18:00	13-MAY017	Abrir	Reconfiguración de la Red	Interrupción de 3 trafos del Dis tribuidor San Jerónimo
15	03/03/2012 18:02	10110249	Cerrar	Reconfiguración de la Red	Cierre para probar tramo fallado
16	03/03/2012 18:04	13-MAY017	Cerrar	Reconfiguración de la Red	Reposición Total del Dis tribuidor San Jerónimo (3 Trafos)
17	03/03/2012 18:15	13-MAY012	Abrir	Reconfiguración de la Red	Interrupción de 6 trafos del Dis tribuidor San Jerónimo y 17 trafos y 1 cliente MT del Distribuidor Pedro de Vega
18	03/03/2012 18:16	10110090	Abrir	Reconfiguración de la Red	Apertura de interconexión entre San Jerónimo y Pedro de Vega
19	03/03/2012 18:17	13-MAY012	Cerrar	Reconfiguración de la Red	Reposición Total del Distribuidor Pedro de Vega (17 Trafos + 1 Cliente MT)
20	03/03/2012 18:30	13-MAY017	Abrir	Reconfiguración de la Red	Interrupción de 3 trafos del Dis tribuidor San Jerónimo
21	03/03/2012 18:32	10110250	Cerrar	Reconfiguración de la Red	
22	03/03/2012 18:35	13-MAY017	Cerrar	Reconfiguración de la Red	Reposición Total del Dis tribuidor San Jerónimo (9 Trafos)

Tabla 1. Operaciones Caso 1.

b. Cálculo de Interrupciones

En función de las operaciones cargadas se obtuvo la siguiente tabla de interrupciones.

Int	Rep	Inicio	Apertura	Alim_Dist	TRMTBT	CLMT	POT	Cierre	Fin	Causa	Origen
1	1	03/03/2012 01:00	13-MAY017	13-MAY-SAN JERONIMO	9	0	2835	13-MAY017	03/03/2012 01:02	Sobrecarga	INTERNA MT
2	1	03/03/2012 01:10	13-MAY017	13-MAY-SAN JERONIMO	9	0	2835	13-MAY017	03/03/2012 01:15	Sobrecarga	INTERNA MT
3	1	03/03/2012 01:20	13-MAY017	13-MAY-SAN JERONIMO	9	0	2835	13-MAY017	03/03/2012 04:25	Sobrecarga	INTERNA MT
4	1	03/03/2012 17:00	13-MAY017	13-MAY-SAN JERONIMO	3	0	945	13-MAY017	03/03/2012 17:40	Sobrecarga	INTERNA MT
4	2	03/03/2012 17:00	13-MAY017	13-MAY-SAN JERONIMO	6	0	1890	13-MAY012	03/03/2012 17:50	Sobrecarga	INTERNA MT
5	1	03/03/2012 17:41	13-MAY012	13-MAY-PEDRO DE VEGA	17	1	5855	13-MAY012	03/03/2012 17:50	Sobrecarga	INTERNA MT
6	1	03/03/2012 18:00	13-MAY017	13-MAY-SAN JERONIMO	3	0	945	13-MAY017	03/03/2012 18:04	Reconfiguración de la Red	INTERNA MT
7	1	03/03/2012 18:15	13-MAY012	13-MAY-PEDRO DE VEGA	17	1	5855	13-MAY012	03/03/2012 18:17	Reconfiguración de la Red	INTERNA MT
7	2	03/03/2012 18:15	13-MAY012	13-MAY-SAN JERONIMO	6	0	1890	13-MAY017	03/03/2012 18:35	Reconfiguración de la Red	INTERNA MT
8	1	03/03/2012 18:30	13-MAY017	13-MAY-SAN JERONIMO	3	0	945	13-MAY017	03/03/2012 18:35	Reconfiguración de la Red	INTERNA MT

Tabla 2. Interrupciones Caso 1

Las interrupciones n° 1 a n° 3 son pertenecientes al mismo distribuidor y la reposición es total en todos los casos.

La interrupción n° 4 también pertenece al distribuidor 13-MAY-SAN JERONIMO, pero la restitución del servicio se dio en dos reposiciones dado que las maniobras 8 y 9 de la **Tabla 1** aislaron un tramo fallado. Es por ello que se informan dos registros con las siguientes características:

- La hora de la interrupción es la misma
- El elemento cuya apertura genera la interrupción es el mismo.
- Las horas y los elementos de reposición son distintos. La primera es a las 17:40 con el elemento 13- MAY017 y la segunda a las 17:50 con el 13-MAY012.
- En cada registro se contabilizan los elementos afectados/repuestos con la potencia en KVA correspondiente.

La interrupción n° 5 corresponde al distribuidor 13-MAY-PEDRO DE VEGA y es la que se realiza para poder reponer una parte de los afectados de la interrupción n° 4. Es por ello que tanto la hora como el elemento de reposición coincide en ambos registros (13-MAY012 a las 17:50).

La interrupción n° 6 es sobre el 13-MAY-SAN JERONIMO, y se realiza para tensionar el tramo ya reparado.

Como el Distribuidor está parcialmente transferido, los elementos afectados son solo tres transformadores.

La interrupción n° 7 la realiza el elemento 13-MAY012 y tiene las siguientes características:

- Afecta 24 elementos (23 trafos y 1 cliente MT).
- Los elementos afectados pertenecen a más de un distribuidor: 18 al 13-MAY-PEDRO DE VEGA Y 6 al 13-MAY-SAN JERONIMO.
- La reposición se realiza en dos etapas: la primera es sobre las afectaciones del 13-MAY-PEDRO DE VEGA mediante el elemento 13-MAY012 a las 18:17, y la segunda sobre las afectaciones del 13- MAY-SAN JERONIMO mediante el elemento 13-MAY017 a las 18:35.

La interrupción n° 8 corresponde al distribuidor 13-MAY-SAN JERONIMO y es la que se realiza para poder reponer una parte de los afectados de la interrupción n° 7. Es por ello que tanto la hora como el elemento de reposición coincide en ambos registros (13-MAY017 a las 18:35).

c. Conclusiones del Caso Distribuidor Puro

Cuando los elementos afectados corresponden a un único distribuidor y la reposición es total, la interrupción debe indicarse en un solo registro indicando el distribuidor y la cantidad y potencia de los elementos afectados y repuestos. (Interrupciones n° 1 ,2 ,3 ,5 ,6 y 8).

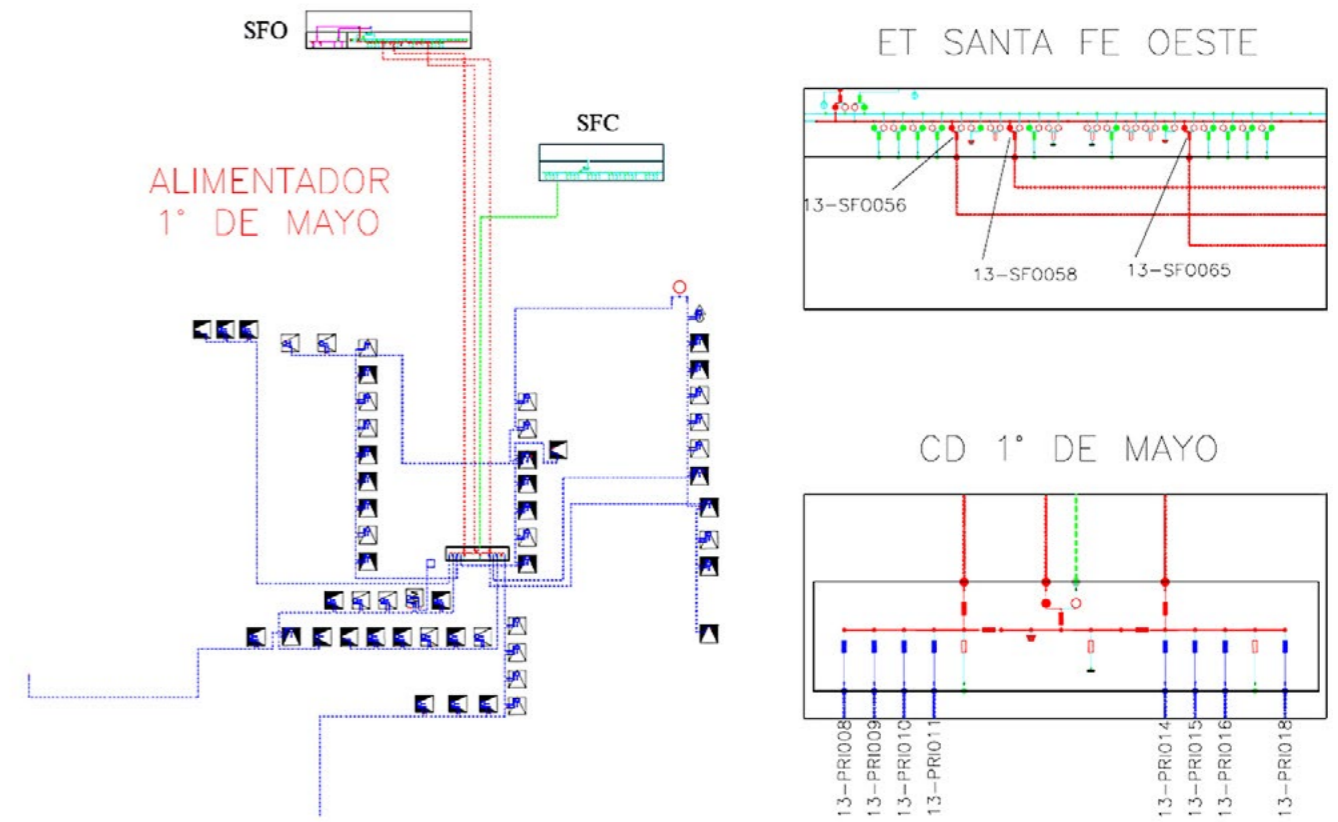


Figura 2.

Cuando los elementos afectados corresponden a un único distribuidor y la reposición se realiza en más de una etapa, la interrupción debe informarse en tantos registros como reposiciones halla indicando en cada una el distribuidor y la cantidad y potencia de los elementos afectados y repuestos (Interrupción n° 4).

Cuando los elementos afectados corresponden a más de un distribuidor y la reposición se realiza en más de una etapa, la interrupción debe informarse en tantos registros como reposiciones/distribuidores halla indicando en cada una el distribuidor y la cantidad y potencia de los elementos afectados y repuestos. (Interrupción n° 7).

2.2. Caso 2. Alimentadores en Paralelo

En este caso se analiza el comportamiento del Módulo ante la salida de Servicio de un Alimentador compuesto por más de un cable. En la **Figura 2** se puede observar la Estación Transformadora Santa Fe Oeste y los tres alimentadores en paralelo que alimentan al Centro de Distribución Primero de Mayo.

a. Set de Maniobras

A continuación, se detallan las maniobras ingresadas para recrear el caso. Se indican en color rojo aquellas aperturas que generan afectaciones y en verde los cierres que producen reposiciones.

	Fecha - Hora	Elemento	Opreación	Causa	Observaciones
1	02/03/2012 01:00	13-SFO056	Abrir	Sobrecarga	Apertura por falla
2	02/03/2012 01:09	13-SFO065	Abrir	Sobrecarga	Apertura por sobrecarga
3	02/03/2012 01:11	13-SFO058	Abrir	Sobrecarga	Apertura por sobrecarga genera afectaciones
4	02/03/2012 01:25	13-PRI008	Abrir	Sobrecarga	Apertura para descargar la barra
5	02/03/2012 01:30	13-PRI009	Abrir	Sobrecarga	Apertura para descargar la barra
6	02/03/2012 01:35	13-PRI010	Abrir	Sobrecarga	Apertura para descargar la barra
7	02/03/2012 01:40	13-PRI011	Abrir	Sobrecarga	Apertura para descargar la barra
8	02/03/2012 01:45	13-PRI014	Abrir	Sobrecarga	Apertura para descargar la barra
9	02/03/2012 01:50	13-PRI015	Abrir	Sobrecarga	Apertura para descargar la barra
10	02/03/2012 01:56	13-PRI003	Cerrar	Sobrecarga	Para Realimentar de SFC
11	02/03/2012 02:05	13-SFC035	Cerrar	Sobrecarga	Se realimenta con la barra A y repone 13-PRI016 y 13-PRI018
12	02/03/2012 02:10	13-PRI010	Cerrar	Sobrecarga	Reposicion parcial
13	02/03/2012 02:13	13-PRI011	Cerrar	Sobrecarga	Reposicion parcial
14	02/03/2012 02:15	13-PRI01	Cerrar	Sobrecarga	Reposicion parcial
15	02/03/2012 02:17	13-PRI015	Cerrar	Sobrecarga	Reposicion parcial
16	02/03/2012 02:20	13-SFO065	Cerrar	Sobrecarga	Alimenta desde SFO en paralelo
17	02/03/2012 02:23	13-SFO058	Cerrar	Sobrecarga	Alimenta desde SFO en paralelo
18	02/03/2012 02:30	13-SFC035	Abrir	Sobrecarga	Abro en SFC queda alimentado solo desde SFO
19	02/03/2012 02:40	13-PRI008	Cerrar	Sobrecarga	Reposicion parcial
20	02/03/2012 02:50	13-PRI009	Cerrar	Sobrecarga	Todo repuesto

Tabla 3. Operaciones Caso 2.

Int	Rep	Inicio	Apertura	Alim_Dist	TRMTBT	CLMT	POT	Cierre	Fin	Causa	Origen
1	1	02/03/2012 01:11	13-SFO058	13-SFO-1RO DE MAYO	13	0	4095	13-SFC035	02/03/2012 02:05	Sobrecarga	INTERNA MT
1	2	02/03/2012 01:11	13-SFO058	13-SFO-1RO DE MAYO	9	0	2835	13-PRI010	02/03/2012 02:10	Sobrecarga	INTERNA MT
1	3	02/03/2012 01:11	13-SFO058	13-SFO-1RO DE MAYO	4	0	1260	13-PRI011	02/03/2012 02:13	Sobrecarga	INTERNA MT
1	4	02/03/2012 01:11	13-SFO058	13-SFO-1RO DE MAYO	3	0	945	13-PRI014	02/03/2012 02:15	Sobrecarga	INTERNA MT
1	5	02/03/2012 01:11	13-SFO058	13-SFO-1RO DE MAYO	13	0	4095	13-PRI015	02/03/2012 02:17	Sobrecarga	INTERNA MT
1	6	02/03/2012 01:11	13-SFO058	13-SFO-1RO DE MAYO	2	0	630	13-PRI008	02/03/2012 02:40	Sobrecarga	INTERNA MT
1	7	02/03/2012 01:11	13-SFO058	13-SFO-1RO DE MAYO	7	0	2205	13-PRI009	02/03/2012 02:50	Sobrecarga	INTERNA MT

Tabla 4. Interrupciones Caso 2.

b. Cálculo de Interrupciones

En función de las operaciones cargadas se obtuvo la siguiente tabla de interrupciones.

El caso recrea una única interrupción con 7 reposiciones. El evento inicia con la apertura por falla de uno de los alimentadores, pero sin generarse todavía las afectaciones. En forma posterior actúan sucesivamente las protecciones por sobrecarga de los otros dos cables generando a la 1: 11 la interrupción de todo el CD Primero de Mayo.

Las operaciones siguientes son para descargar las barras de dicho CD (en realidad se abren todos los interruptores menos el 13-PRI016 y el 13-PRI018). Posteriormente se cierran dos elementos para realimentar desde la ET Santa Fe Centro, primero el 13-PRI003 y luego el interruptor 13-SFC035 que es el que efectúa la primera reposición parcial.

Las restantes reposiciones se realizan cerrando los interruptores cabecera de los correspondientes distribuidores (excepto el 13-PRI008 y 13-PRI009).

Al momento de identificar el origen de la falla, se está en condiciones de normalizar la red (excepto el cable fallado). Esta acción se realiza cerrando los interruptores de Santa Fe Oeste sin cortar el suministro desde Santa Fe Centro (haciendo un paralelo). Luego se desarma el paralelo al abrir 13-SFC035 y se termina de reponer cerrando los interruptores 13-PRI008 y 13-PRI009.

En resumen, la interrupción reunió las siguientes características:

- Una única interrupción que deja sin servicio a todo el Centro de Distribución Primero de Mayo.

- Siete reposiciones parciales.
- La interrupción es asignada al alimentador 13-SFO-1ERO DE MAYO

c. Conclusiones Caso Alimentadores en Paralelo

La particularidad de este caso radica en determinar el alimentador al cual asociar la interrupción. Cada uno de los alimentadores mostrados tiene una identificación: “13-SFO-1ERO DE MAYO 1”, “13-SFO-1ERO DE MAYO 2” y “13-SFO-1ERO DE MAYO 3”. Estrictamente, el alimentador que genera las afectaciones es el último en abrir, o sea el último, aunque el evento se origina por la apertura del primero. Ante esta situación se decidió complementar la identificación de estos alimentadores con un nombre común: “13-SFO-1ERO DE MAYO”. De esta manera todas las interrupciones generadas por cualquiera de los tres serán asignadas a este identificador.

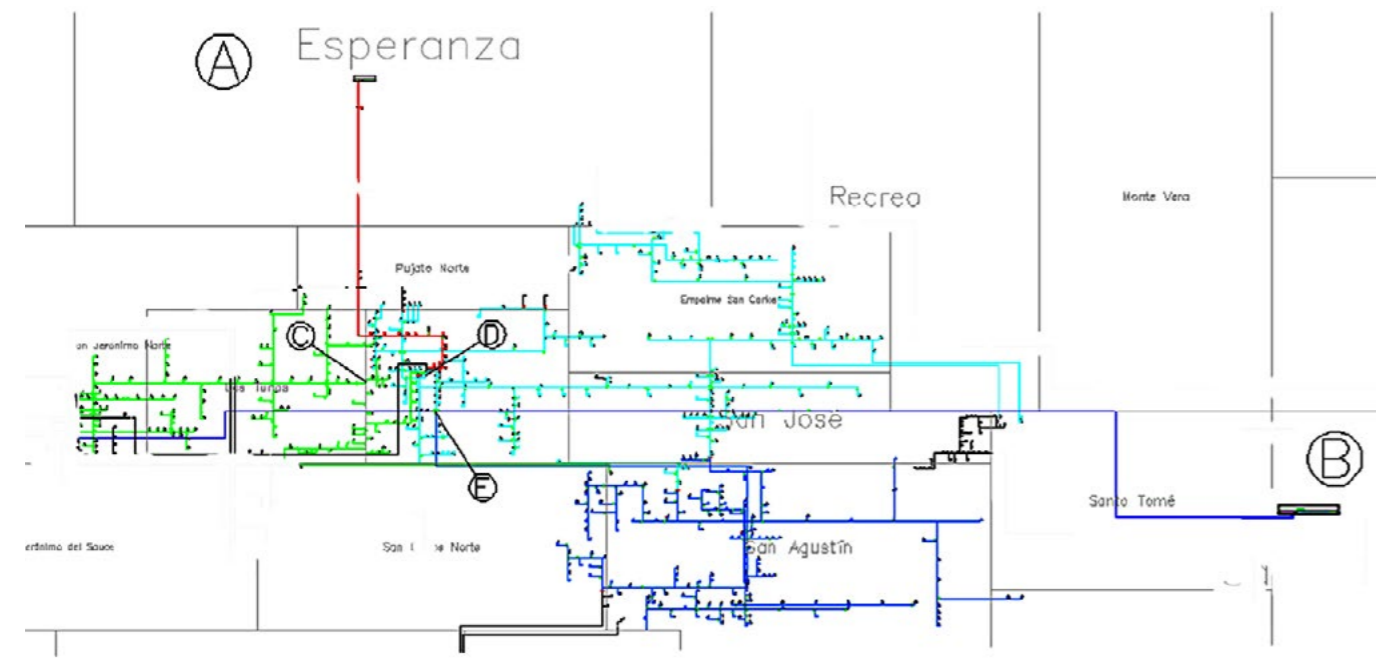


Figura 3.

2.3. Caso 3. Alimentadores encadenados

En este caso se evalúa el comportamiento ante la ocurrencia de eventos en Alimentadores de 33 kV que energizan Estaciones de Rebaje con respectivos Distribuidores o Alimentadores Rurales. Es decir, ante un “encadenamiento” Alimentadores / Distribuidores o estructuras de varios niveles de éstos.

El caso trata de una Estación de Rebaje MT/MT de la localidad de Frank. La misma posee 3 salidas las cuales están modeladas como distribuidor, a su vez se encuentra alimentada desde la ET Santa Fe Oeste por el Alimentador 33-SFO-SAN JERÓNIMO NORTE.

Por otro lado, la ER tiene una interconexión con un distribuidor de 33 Kv de la ET Esperanza (33-ESP-FRANK).

En las dos próximas figuras se muestran los circuitos analizados (uno general y otro con los detalles).

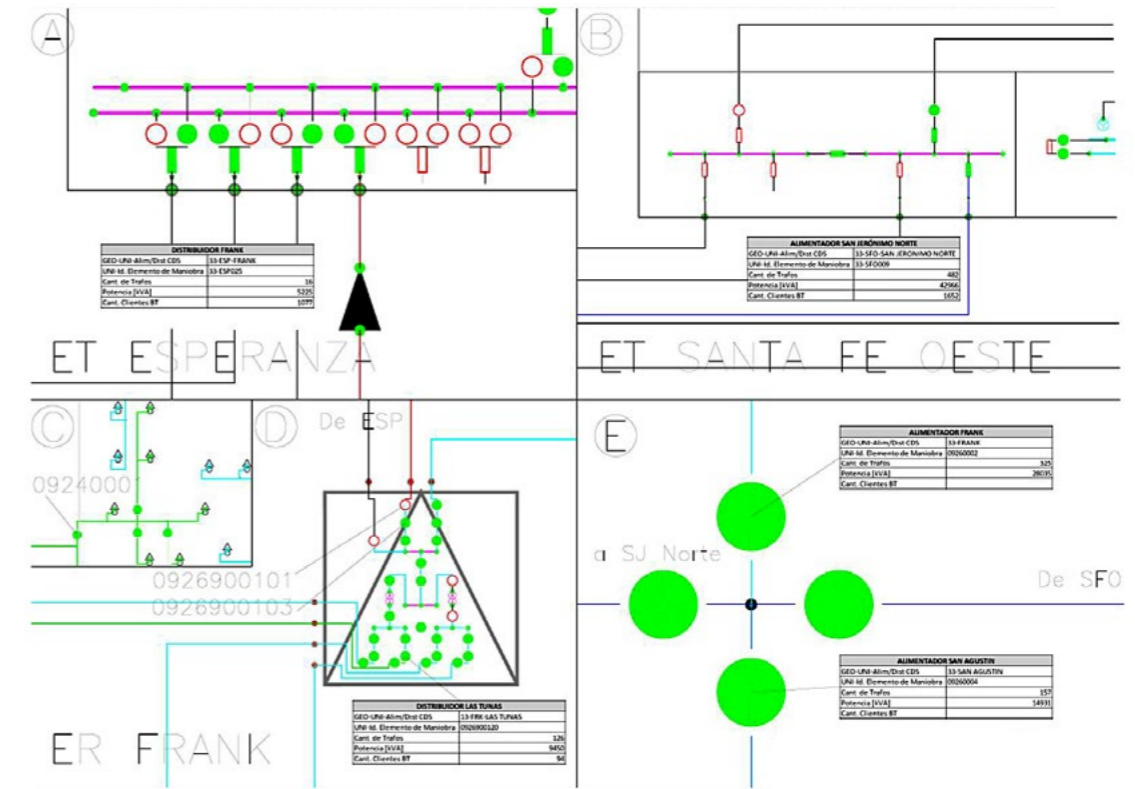


Figura 4.

a. Set de Maniobras

	Fecha - Hora	Elemento - Operado	Operación	Causa	Observaciones
1	01/03/2012 01:00	09240001	Abrir	Pájaros	Abre fusible que pertenece al distribuidor Las Tunas
2	01/03/2012 01:10	09240001	Cerrar	Pájaros	Reposicion Total
3	01/03/2012 01:12	33-SFO009	Abrir	Conductor desatado	Abre alimentador San Jeronimo de Santa Fe oeste
4	01/03/2012 01:20	CONDUCTOR	Actuación	Conductor desatado	Despejo falla (se retira conductor desatado)
5	01/03/2012 01:22	09260002	Abrir	Conductor desatado	Despejo falla
6	01/03/2012 01:25	33-SFO009	Cerrar	Conductor desatado	Reposicion Total
7	01/03/2012 01:30	33-ESP025	Abrir	Reconfiguración de la Red	Abro para realimentar
8	01/03/2012 04:35	0926900101	Cerrar	Reconfiguración de la Red	Cierro seccionador en ER Frank
9	01/03/2012 05:00	33-ESP025	Cerrar	Reconfiguración de la Red	Todo repuesto
10	01/03/2012 05:10	0926900103	Abrir	Reconfiguración de la Red	Abro interruptor de ER Frank para normalizar
11	01/03/2012 05:30	33-SFO009	Abrir	Reconfiguración de la Red	Abro para normalizar
12	01/03/2012 09:35	CONDUCTOR	Cerrar	Reconfiguración de la Red	Conecto conductor reparado
13	01/03/2012 09:40	09260002	Cerrar	Reconfiguración de la Red	Cierro seccionador
14	01/03/2012 09:45	33-SFO009	Cerrar	Reconfiguración de la Red	Todo repuesto

Tabla 5. Operaciones Caso 3.

b. Cálculo de Interrupciones

En función de las operaciones registradas se obtuvo la siguiente tabla de interrupciones.

Int	Rep	Inicio	Apertura	Alim_Dist	TRMTBT	CLMT	POT	Cierre	Fin	Causa	Origen
1	1	01/03/2012 01:00	09240001	13-FRK-LAS TUNAS	6	0	378	09240001	01/03/2012 01:10	Pájaros	INTERNA MT
2	1	01/03/2012 01:12	33-SFO009	33-SFO-SAN JERONIMO NORTE	157	0	14931	33-SFO009	01/03/2012 01:25	Conductor cortado	INTERNA MT
2	2	01/03/2012 01:12	33-SFO009	33-SFO-SAN JERONIMO NORTE	325	0	28035	33-ESP025	01/03/2012 05:00	Conductor cortado	INTERNA MT
3	1	01/03/2012 01:30	33-ESP025	33-ESP- FRANK	15	1	5225	33-ESP025	01/03/2012 05:00	Reconfiguración de la Red	INTERNA MT
4	1	01/03/2012 05:10	0926900103	33-FRANK	325	0	28035	33-SFO009	01/03/2012 09:45	Reconfiguración de la Red	INTERNA MT
5	1	01/03/2012 05:30	33-SFO009	33-SAN AGUSTIN	157	0	14931	33-SFO009	01/03/2012 09:45	Reconfiguración de la Red	INTERNA MT

Tabla 6. Interrupciones Caso 3.

La primera interrupción corresponde a una apertura y cierre de un fusible rural. Los afectados corresponden a un distribuidor que nace en la ER (13-FRK-LAS TUNAS).

La segunda interrupción se origina por la actuación del interruptor cabecera del Alimentador 33-SFO-SAN JERONIMO NORTE. En función de lo observado en las Figuras 3 y 4 se puede establecer que los transformadores afectados pertenecen a dicho Alimentador, pero también a:

- Alimentador 33-SAN AGUSTÍN
- Alimentador 33-FRANK, que a su vez se relaciona
- ER Frank con sus 4 Distribuidores.

El elemento fallado que generó la interrupción provocó que la misma fuera restaurada en dos reposiciones:

- La primera cerrando el interruptor 33-SFO009
- La segunda a través del Distribuidor 33-ESP-FRANK (El cual fue abierto en la interrupción 3)

Las operaciones para volver la red a su estado normal implicaron 2 interrupciones más:

- Interrupción 4: Se abre el interruptor de interconexión entre ER y 33-ESP-FRANK. La misma se asigna a 33-FRANK por ser el que alimenta a todos los afectados.
- Interrupción 5: Se abre el interruptor cabecera del 33-SFO-SAN JERONIMO NORTE, pero la misma es asignada al 33-SAN AGUSTÍN.

c. Conclusiones Caso Alimentadores encadenados

El ejemplo de red que se analizó responde a una estructura de alim-dist por niveles. A continuación, se muestra la relación trafo – alim:

Elementos	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
16	33-ESP-FRANK		
157	33-SAN AGUSTÍN	33-SFO-SAN JERONIMO NORTE	
19	33-FRANK	33-SFO-SAN JERONIMO	
126	13-FRK-LAS TUNAS	33-FRANK	33-SFO-SAN JERONIMO NORTE
60	13-FRK-RURAL 1	33-FRANK	33-SFO-SAN JERONIMO NORTE
60	13-FRK-RURAL 3	33-FRANK	33-SFO-SAN JERONIMO NORTE
60	13-FRK-RURAL 4	33-FRANK	33-SFO-SAN JERONIMO NORTE

Tabla 7. Relación Trafo - Alim.

Analizando la tabla se explica la asignación de alimentadores para las interrupciones 2, 4 y 5, en las que los elementos afectados son los mismos, pero de acuerdo al lugar de la red donde se produjo la falla se realizó una ponderación distinta para cada caso:

- Interrupción 2: Todos los afectados tienen como único alimentador común al 33-SFO-SAN JERONIMO NORTE y debido a esto (y a que el elemento que genera la interrupción es el propio interruptor cabecera) es éste que corresponde ponderar.
- Interrupción 4: Todos los afectados tienen como alimentadores comunes a: 33-FRANK y 33-SFOSAN JERONIMO NORTE, pero la totalidad de los afectados pertenece al primero, entonces la ponderación es para 33-FRANK.
- Interrupción 5: Ídem interrupción 4, pero con el alimentador: 33-SAN AGUSTÍN.

2.4. Caso 4. Interrupción AT con afectados MT

En este caso se plantea como deben informarse interrupciones de la Red de Alta Tensión que tienen afectaciones en la Red MT.

Se trata de una apertura del interruptor de trafo 1 de la ET CAL y la reposición de las instalaciones MT afectadas.

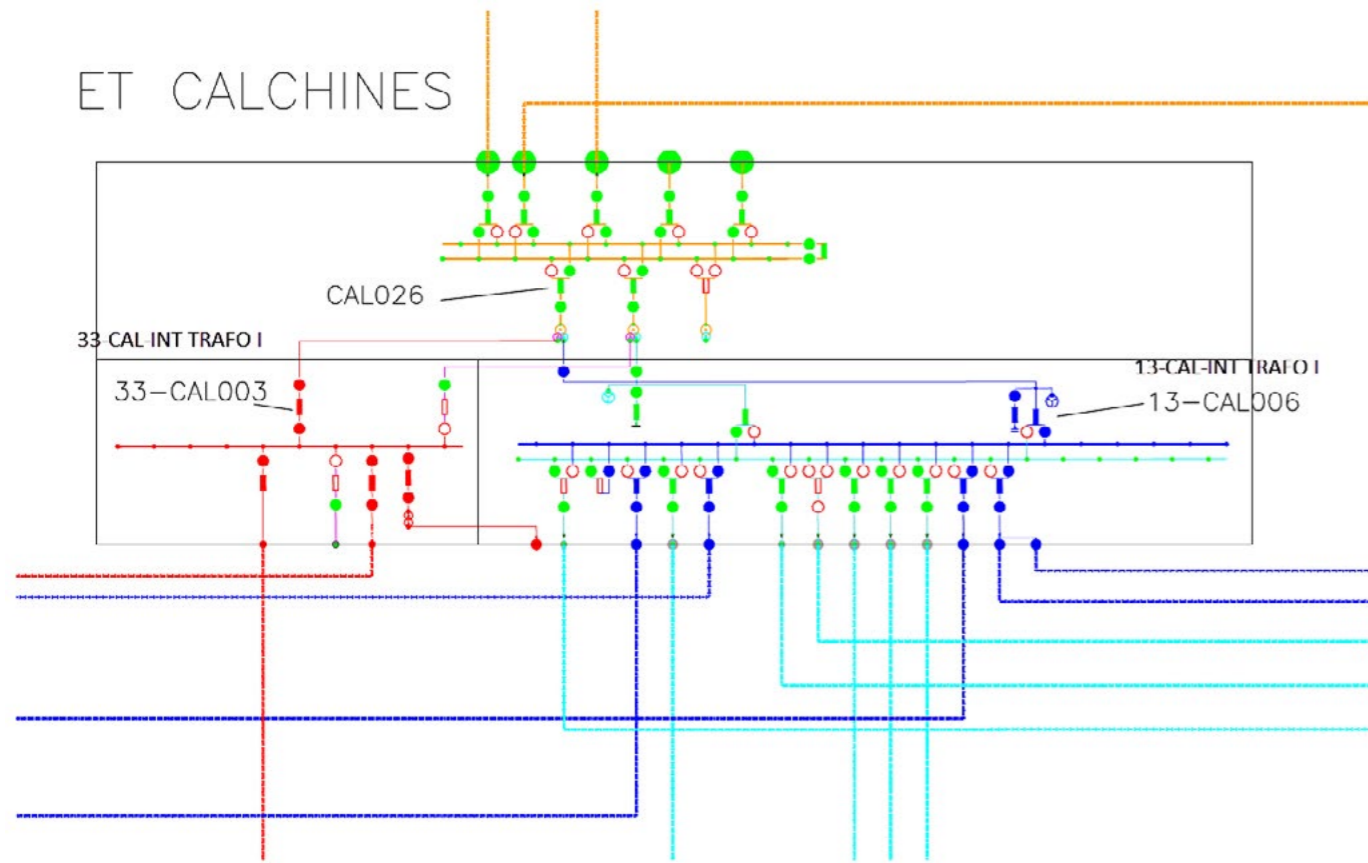


Figura 5.

a. Set de Maniobras

	Fecha - Hora	Elemento - Operado	Opreación	Causa	Observaciones
1	05/03/2012 14:00	CAL026	Abrir	Arrastre red MT	Apertura por falla
2	05/03/2012 14:10	33-CAL003	Abrir	Contacto con otras instalaciones	Apertura para descargar el trafo
3	05/03/2012 14:11	13-CAL006	Abrir	Contacto con otras instalaciones	Apertura para descargar el trafo
4	05/03/2012 14:11	33-CAL011	Abrir	Contacto con otras instalaciones	Apertura para descargar el trafo
5	05/03/2012 14:13	33-CAL013	Abrir	Contacto con otras instalaciones	Apertura para descargar el trafo
6	05/03/2012 14:13	33-CAL014	Abrir	Contacto con otras instalaciones	Apertura para descargar el trafo
7	05/03/2012 14:14	13-CAL039	Abrir	Contacto con otras instalaciones	Apertura para descargar el trafo
8	05/03/2012 14:15	13-CAL041	Abrir	Contacto con otras instalaciones	Apertura para descargar el trafo
9	05/03/2012 14:16	13-CAL047	Abrir	Contacto con otras instalaciones	Apertura para descargar el trafo
10	05/03/2012 14:17	13-CAL048	Abrir	Contacto con otras instalaciones	Apertura para descargar el trafo
11	05/03/2012 14:30	13-CAL014	Cerrar	Contacto con otras instalaciones	Enlace de barra
12	05/03/2012 14:35	13-CAL039	Cerrar	Contacto con otras instalaciones	Reposiciones parciales
13	05/03/2012 14:38	13-CAL041	Cerrar	Contacto con otras instalaciones	Reposiciones parciales
14	05/03/2012 14:45	13-CAL014	Abrir	Sobrecarga	Apertura con afectaciones
15	05/03/2012 14:50	13-CAL039	Abrir	Sobrecarga	Apertura para descargar el trafo
16	05/03/2012 14:55	13-CAL041	Abrir	Sobrecarga	Apertura para descargar el trafo
17	05/03/2012 15:00	CAL026	Cerrar	Arrastre red MT	No hay Reposiciones
18	05/03/2012 15:05	33-CAL003	Cerrar	Contacto con otras instalaciones	No hay Reposiciones
19	05/03/2012 15:10	13-CAL006	Cerrar	Contacto con otras instalaciones	No hay Reposiciones
20	05/03/2012 15:15	33-CAL011	Cerrar	Contacto con otras instalaciones	Reposiciones parciales
21	05/03/2012 15:20	33-CAL013	Cerrar	Contacto con otras instalaciones	Reposiciones parciales
22	05/03/2012 15:25	33-CAL014	Cerrar	Contacto con otras instalaciones	Reposiciones parciales
23	05/03/2012 15:30	13-CAL039	Cerrar	Contacto con otras instalaciones	Reposiciones parciales
24	05/03/2012 15:35	13-CAL041	Cerrar	Contacto con otras instalaciones	Reposiciones parciales
25	05/03/2012 15:40	13-CAL047	Cerrar	Contacto con otras instalaciones	No hay Reposiciones
26	05/03/2012 15:45	13-CAL048	Cerrar	Contacto con otras instalaciones	Reposición TOTAL

Tabla 8. Maniobras Caso 4.

b. Cálculo de Interrupciones

Int	Rep	Inicio	Apertura	Alim_Dist	TRMTBT	CLMT	POT	Cierre	Fin	Causa	Origen
1	1	05/03/2012 14:00	CAL026	13-CAL-INT TRAFO I	30	0	10275	13-CAL039	05/03/2012 14:35	Arrastre red MT	INTERNA AT
1	2	05/03/2012 14:00	CAL026	13-CAL-INT TRAFO I	35	0	10200	13-CAL041	05/03/2012 14:38	Arrastre red MT	INTERNA AT
1	3	05/03/2012 14:00	CAL026	13-CAL-INT TRAFO I	100	0	31500	33-CAL011	05/03/2012 15:15	Arrastre red MT	INTERNA AT
1	4	05/03/2012 14:00	CAL026	13-CAL-INT TRAFO I	100	0	31500	33-CAL013	05/03/2012 15:20	Arrastre red MT	INTERNA AT
1	5	05/03/2012 14:00	CAL026	13-CAL-INT TRAFO I	64	0	20160	33-CAL014	05/03/2012 15:25	Arrastre red MT	INTERNA AT
1	6	05/03/2012 14:00	CAL026	13-CAL-INT TRAFO I	1	0	315	13-CAL048	05/03/2012 15:45	Arrastre red MT	INTERNA AT
2	1	05/03/2012 14:45	13-CAL014	13-CAL- ROSARIO	30	0	10275	13-CAL039	05/03/2012 15:30	Sobrecarga	INTERNA MT
2	2	05/03/2012 14:45	13-CAL014	13-CAL- ROSARIO	35	0	10200	13-CAL041	05/03/2012 15:35	Sobrecarga	INTERNA MT

Tabla 9. Interrupciones Caso 4.

El elemento que genera la interrupción es el interruptor de 132 kV CAL026. Inmediatamente se desenergizan las barras de 13.2 y 33 kV. Posteriormente se reponen mediante el cierre del enlace 13-CAL014 dos de las salidas de 13.2 kV, pero por una apertura por sobrecarga quedan nuevamente fuera de servicio (interrupción 2 asignada al paralelo 13-CAL-ROSARIO).

El proceso de reposición se realiza a través de la configuración Normal, energizando las barras y reponiendo 1 a 1 las salidas.

c. Conclusiones Caso AT

Se definió que ante un corte en AT las interrupciones deben asignarse a los interruptores de los trafos AT/MT que queden afectados. Para ello se establecieron Alimdist ficticios en dichos interruptores nombrados según el nivel de tensión (33 o 13), la instalación (la ET) y el trazo (nro de trazo).

A su vez estos alimdist pasan a ser los alimentadores Padre de toda la jerarquía aguas abajo que se planteo en el caso anterior.

Notese que la interrupción n° 2 del presente caso corresponde a un corte MT, y por eso se asigna a un Alimdist convencional.

3. Conclusiones

El proceso de implementación permitió ajustar el algoritmo de ponderación de alimentadores de acuerdo a la Red MT de la EPESF. De acuerdo al análisis de cada uno de los casos representativos se determinó la siguiente lógica:

Datos:

- El universo de Trafos MT/BT y la relación con sus alimentadores (N1 – N5).
- El universo de Clientes MT/AT y la relación con sus alimentadores (N1 – N5).
- Trafos MT/BT y Clientes MT afectados por las Interrupciones.
- Relación Padre e Hijo entre todos los Alimentadores.
- Relación entre el Objeto operado y el Alimentador aguas arriba inmediato. (Alim_NBM)

Lógica para ponderar el Alimentador por cada Interrupción/Reposición

1. Busca los casos donde la Interrupción es de AT y pondera todos los Alimentadores de Nivel superior.
2. Si no pertenece al caso anterior, las afectaciones poseen solamente relación con un Alimentador de Nivel 1. Pondero ese alimentador.

3. Si no pertenece a los casos anteriores, existen afectaciones con varios Alimentadores solo de Nivel 1. Pondero a TODOS.

Subproceso para agrupar Alimentadores de niveles superiores (subo de niveles).

4. Si no pertenece a los casos anteriores, existe un alimentador común a todos y es el mismo que el obtenido por NBM, Pondero el Alimentador. En este caso no interviene la potencia interrumpida o la del alimentador.
5. Si no pertenece a los casos anteriores, existe solo una “rama” de Alimentadores con las afectaciones. Tomo el de menor nivel de los Alimentadores.
6. Si no pertenece a los casos anteriores, busco en el nivel superior (Nivel 5) solo un Alimentador común (Padre)
 - a. Busco el nivel mayor donde la suma de las afectaciones sea la misma pot.
 - b. Si no son iguales, Se debe ponderar al alimentador común que tenga mejor relación de potencia (más cercana a 1), no se debe ponderar cuando dicha relación es menor a un valor configurable (se arrancaría con un valor de 0.7). Si no se cumple esto, se deben separar los casos.
7. Si no pertenece a los casos anteriores, existe más de un Padre en el nivel superior (N5), separo los casos y los trabajo por separado utilizando la solución de los casos 4, 5 y 6.

Análise dos índices de tensão em regime permanente de todos os clientes de baixa e média tensão usando dados de medição, simulações e aplicação de Business Analytics em uma distribuidora brasileira

CIDEL - Congreso Internacional de Distribución Eléctrica
Septiembre de 2018 - Buenos Aires, Argentina

Tema: Calidad del Servicio y del Producto en Distribución

Autores

Ivo Ordonha Cyrillo, Msc,
Renan Machado Sales, Eng
Marcelo Pelegrini, Phd
Elson Borges Da Silva Filho, Eng
Nelson Kagan, Phd
ELETROBRAS RONDONIA; FDTE;
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Empresa

SINAPSIS ENERGIA
Ubicación: São Paulo, Brasil
Dirección: Alameda Jaú, 48, 5º Andar
Código Postal: 01420-000
Teléfono: +551150510744
E-Mail: ivo.cyrillo@sinapsisenergia.com

Detail of contents

A tensão em regime permanente é um dos aspectos mais importantes na distribuição de energia elétrica. No Brasil a distribuição de energia é feita em corrente alternada à 60Hz, com tensões padronizadas em alta tensão, permitindo uma malha nacional, porém com diversos valores de tensão na distribuição secundária, da qual os consumidores de baixa tensão têm acesso, no entanto é definida por diversos padrões, o que é um caso não frequente internacionalmente. Essa situação torna mais complexa a regulação da qualidade de tensão em regime permanente.

No caso do estado de Rondônia, há quatro padrões de tensão reconhecidos pela agência reguladora: 115V, 127V, 220V e 230V. Além disso o estado de Rondônia tem condições

diversas de atendimento da distribuição, pois está localizando na região Norte do país, sendo permeado por florestas tropicais, áreas industriais, diversos rios e regiões ribeirinhas e grandes extensões de terra, contanto com uma população de 1,8 milhões de pessoas em quase 240.000 km², em grande parte com acesso aos serviços de distribuição de energia elétrica. Em decorrência de suas condições geográficas e socioeconômicas, a concessão apresenta índices de perdas técnicas e não técnicas que podem passar 20% em algumas localidades.

Todas essas condições tornam complexa a tarefa de planejar e operar redes com índices de tensão em regime permanente adequados. Para auxiliar esse processo, um sistema georreferenciado de informação foi elaborado com ferramentas Business Analytics e simulação de redes elétricas para avaliar a qualidade da tensão, dado que tais problemas complexos, que exigem a união de diversas bases de dados conflitantes, podem ser executados através da inteligência provida por tais ferramentas.

Este artigo apresenta um breve histórico da regulação da qualidade do produto no Brasil para a tensão em regime permanente e apresenta um estudo de caso de avaliação da tensão na Eletrobrás Rondônia, com foco no uso de diversas informações, medições e simulação para permitir ao departamento de operação a tomar melhores decisões em relação a tensão.

Com base nos resultados de medições em campo e também das simulações apresenta-se uma breve crítica à regulamentação da qualidade do produto, com base em dados empíricos.

Histórico da regulação da qualidade do produto no Brasil

A padronização do fornecimento de energia elétrica no Brasil é estabelecida através da promulgação do Decreto Nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957 (BRASIL, 1957), que regulamentou os serviços de energia elétrica no Brasil, criando espaço para a criação de um sistema interligado nacional de energia elétrica. Foi através desse decreto que as padronizações de tensões de rede secundária foram estabelecidas no Brasil, sendo as tensões nominais para redes trifásica a 220, 380 e 440 volts, e monofásica a 110, 127 e 220 volts. Com o Decreto nº 73.080, de 1973 (BRASIL, 1973), os padrões de tensão foram alterados, definindo as tensões como 380-220 e 220-127 volts em redes trifásicas a quatro fios, e 230/115 volts em redes monofásicas a três fios. E novamente alterado em 1988, de acordo com o Decreto nº 97.280/1988 (BRASIL, 1988), para 380/220 e 220/127 volts, em redes trifásicas; 440/220 e 254/127 volts, em redes monofásicas.

Com o tempo foi observado que a definição de um padrão nominal de tensão não garantia que o cliente seria atendido com tensão adequada, cabendo a definição do espectro de tensão válido a ser fornecido para o cliente. Segundo Cyrillo (2018), a quantificação da qualidade do fornecimento e do produto no Brasil datam de 1978, com a edição pelo DNAEE das Portarias DNAEE 046/1978 e Portaria DNAEE 047/1978 (DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE, 1978a e 1978b), as quais estabeleciam qualidade do fornecimento e qualidade do produto, respectivamente, de maneira muito similar à atual regulamentação praticada no Brasil. São essas portarias que definem de maneira clara o início da regulamentação por indicadores na distribuição de energia elétrica. A portaria DNAEE 047/1978 estabeleceu limites de definição da tensão a partir da nominal, limites de tensão em

regime permanente (adequado e precário), formas de averiguação da tensão, bem como definiu cronograma para melhoria da qualidade do produto. As variações momentâneas da tensão são citadas na portaria apenas para sua exclusão das análises.

No tocante a verificação de tensões nos clientes, a portaria DNAEE 047/1978 permite dois tipos de processos: diretos e indiretos. O processo direto é aquele em que se utiliza aparelho indicador ou registrador, esses de posse do concessionário. O processo indireto pode ser modelo de simulação computacional e estatístico-matemático. O uso de modelos estatísticos-matemáticos possibilitou a aplicação de métodos agregados, os quais faziam uso de informações da rede para gerar “leis” estatísticas capazes de prever a situação de tensão, perdas, ou outras grandezas elétricas da distribuição de energia.

A regulação da qualidade do produto acompanhou o processo regulatório e, após o hiato de mais de duas décadas, ganhou novo corpo nacional através da Resolução ANEEL 505/2001. A resolução trata

basicamente da tensão em regime permanente e estabelece também padrões simples para mensuração das variações de tensão de curta duração. Do ponto de vista regulatório a resolução define, de maneira objetiva, indicadores individuais e coletivos, tornando obrigatório o acompanhamento da tensão através de campanhas de medição, bem como mensuração da tensão em caso de demanda por parte do consumidor. A resolução define padrão de indicador e de compensação ao consumidor quando a distribuidora não atende os requisitos estabelecidos de tensão em regime permanente.

Um fato que separa a regulação do fornecimento de energia elétrica no Brasil da maioria dos países do mundo é justamente a presença concomitante de diversos níveis de tensão para o consumidor, como pode ser observado no gráfico compilado na Wikipédia, Figura 1, com base em dados de 2001. De fato, outras organizações sem fins lucrativos confirmam a situação incomum da regulação da tensão nominal no Brasil, tendo apenas a Arábia Saudita como país similar nesse sentido.

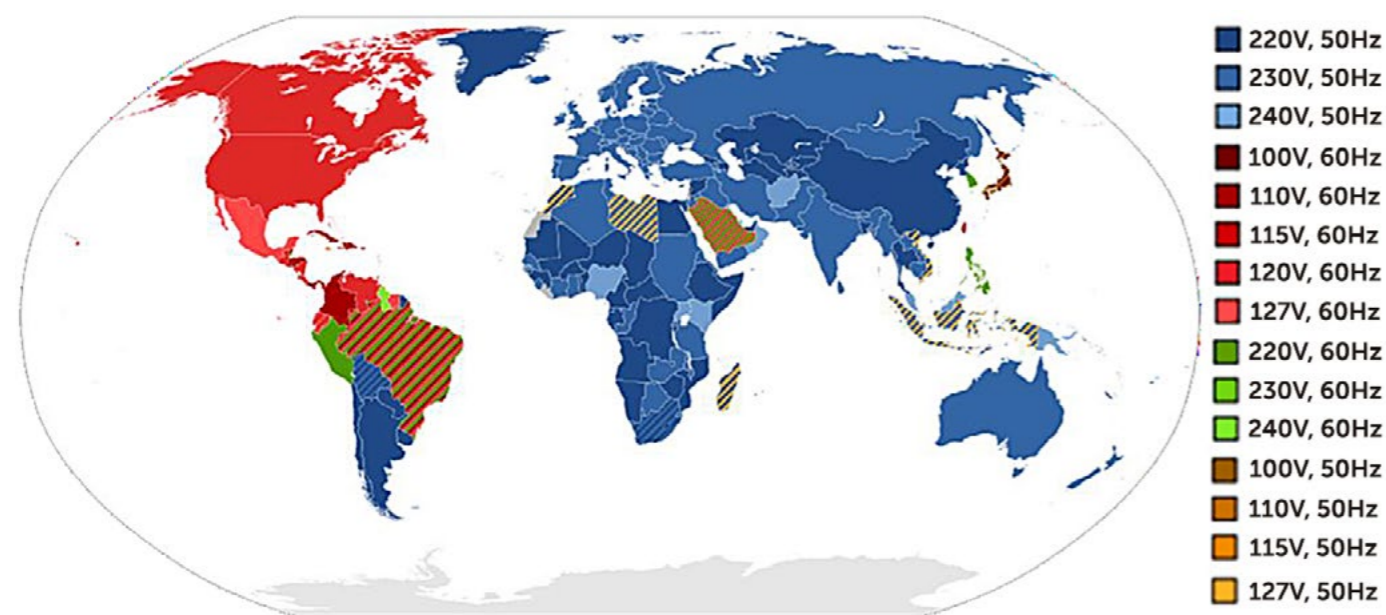


Figura 1. Níveis de tensão e frequência da energia elétrica em diversos países do mundo. Fonte: Wikipédia.

Atual regulamentação

A partir de 2008, com a publicação dos Procedimentos de Distribuição, qualidade do produto e do serviço passaram a ser reguladas através de um mesmo documento, o Módulo 8 do Prodist (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2008), o qual incorporou diversos avanços obtidos na regulação da qualidade, bem como adicionou novos fenômenos a serem monitorados para a qualidade do produto. De maneira geral, para a tensão em regime permanente, alguns avanços foram feitos, sobretudo em relação às métricas para padrões de tensão e, em revisões subsequentes do módulo 8, em relação ao tempo que a distribuidora tem para corrigir problemas de tensão em regime permanente sem pagar compensação ao consumidor. Atualmente o entendimento da Aneel é que o consumidor tem direito a compensações a partir do momento da constatação do não atendimento de tensão adequadas. O monitoramento dos fenômenos de qualidade de energia elétrica é realizado através de indicadores, calculados através de medições, e fornecem um parâmetro de medida para a avaliação desses fenômenos na rede elétrica, a partir da comparação do valor calculado com um valor de referência pré-estabelecido.

Leitura dos dados e expurgos

O valor associado a cada tensão de leitura, a partir de amostras coletadas, deve ser calculado considerando um período de integralização igual a 10 minutos consecutivos, correspondente a 3000 janelas de 12 ciclos ou a 2400 janelas de 15 ciclos, salvo as leituras que eventualmente sejam expurgadas. Os intervalos a serem expurgados consistem naqueles em que houve a ocorrência de interrupções de longa duração ou de Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD). Pode-se optar pelo não expurgo dos intervalos com variações momentâneas de tensão, porém, os intervalos com interrupções temporárias devem ser expurgados. O conjunto de leituras para gerar os indicadores de qualidade do produto em regime permanente deve compreender o registro de 1008 leituras válidas.

Forma de cálculo dos indicadores

Uma vez obtido o valor da tensão de leitura, o mesmo deve ser classificado em torno da tensão de referência, no caso da Ceron, 115 e 127 Volts, em três categorias: adequada, precária ou crítica, baseando-se no afastamento do valor de leitura em relação ao valor de referência, tal como apresentado na **Figura 2**.

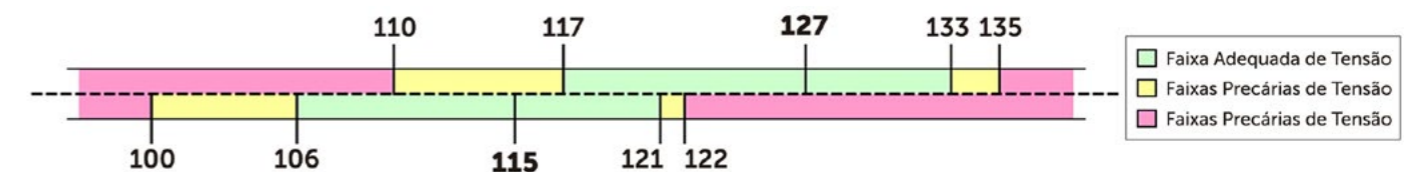


Figura 2. Faixas de tensão em relação à tensão de referência: 115 e 127 Volts.

ra 2. A tensão de referência pode ser determinada por padrões da Aneel ou diretamente com o cliente através da Tensão Contratada, porém, para a rede secundária a tensão contratada deve ser igual à tensão nominal.

Indicadores e Compensações

Uma vez classificados todos os valores de leitura que compõem o conjunto de 1008 leituras válidas, calcula-se o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica (DRC). Estes índices correspondem ao percentual de tempo, dentre as 1008 leituras, no qual a tensão de regime permaneceu em níveis precários e críticos, respectivamente. Para medições envolvendo mais de uma fase, devem ser considerados os piores valores, ou seja, os quais estão mais próximos da faixa crítica.

Para apuração dos valores a serem considerados para o mês civil, deve ser considerada a média dos valores calculados para todos os conjuntos cujo período de apuração tenha sido encerrado no respectivo mês civil. A ultrapassagem dos limites de tensão adequada resulta no pagamento de compensações por parte da distribuidora, além de outros inconvenientes. Os limites estabelecidos para os indicadores DRP e DRC no Módulo 8 do PRODIST são 3% e 0,5%, respectivamente.

Avaliação da rede simulada

Apesar de as distribuidoras possuírem toda sua rede e equipamentos cadastrados no sistema georreferenciado – GIS, o que facilita o processo de cálculo de fluxo de potência, uma simulação fidedigna dos patamares

horários de tensão de todos os consumidores não está perto de ser uma realidade das distribuidoras brasileiras. Os cadastros de equipamentos da rede e consumidores são satisfatórios e próximos da realidade, porém informações como TAP dos transformadores (de média para baixa tensão – MT/BT) e reguladores de tensão não costumam ser fiéis a realidade observada em campo. Além disso, alguns erros sistemáticos de cadastro podem impactar significativamente a identificação de clientes com problemas de tensão. Uma solução para observação dos resultados da simulação, que tem ganhado atenção nos últimos anos, é a utilização de ferramentas de business Intelligence – BI para realizar análises conjuntas com um grande leque de informações.

Em simulações iniciais, sem quaisquer dos tratamentos de BI, nota-se um elevado grupo de consumidores extrapolando os índices de qualidade do produto, em relação a tensão de regime permanente. Como pode ser observado na **Figura 3**, a qual representa a quantidade de consumidores presentes em cada faixa de tensão da Aneel (Precária e Crítica). Observa-se quase 25% dos clientes sendo atendidos em tensões inadequadas acima do período de tempo máximo estipulado pela agência reguladora. Enquanto que cerca de 12% do total de consumidores está sendo atendido a níveis de tensão inadequados 100% do tempo.

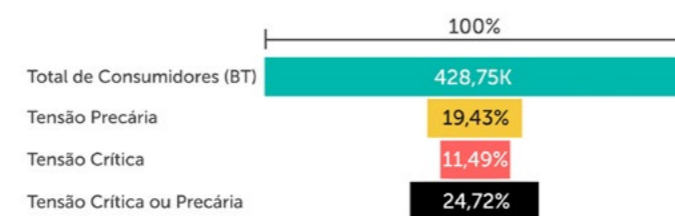


Figura 3. Consumidores por faixa de tensão Precária e Crítica.

Além disso, a realidade brasileira de perdas comerciais é bastante alta em algumas distribuidoras, o que cria um empasse para as simulações de tensão em regime

permanente, pois é usual que as simulações de fluxo de potência considerem apenas a energia dos consumidores cadastrados. Contornando esse problema, para o planejamento é comum ser realizado o ajuste das energias das cargas (aumentando-as) com base nas medições de saída da subestação para o cálculo do fluxo de potência. O grande problema desta abordagem para a análise de tensão em regime permanente, observada no projeto, é o fato das cargas já possuírem um valor de energia importada do sistema da empresa e, para ser realizado o ajuste, é necessário utilizá-la de base, aplicado um fator multiplicativo. Além de no planejamento ser comum a utilização de patamares máximos de energia. Entretanto, há diversos erros ou incoerências nestes valores, tais como: cadastro desatualizado; energia duplamente faturada (devido a impossibilidade de medição no mês anterior); energia zerada (devido à impossibilidade de medição no período) e; grande diferença entre a somatória das energias das cargas em comparação às medições da subestação.

Um exemplo evidente do uso de informações e processos para o cálculo do fluxo de potência é a correção da carga para ajustar o consumo de todos os clientes, individualmente, de acordo com a base comercial, que possui todo o histórico de energia medida e faturada de cada cliente. Utilizou-se da média de consumo dos meses anteriores, já que a Ceron não possui alta sazonalidade, mitigando os problemas apontados anteriormente. Foi observado que este ajuste é benéfico tanto para o fluxo de potência quanto para a análise de tensão em regime permanente. Posteriormente pode-se corrigir a diferença em relação a energia da subestação, aplicando fatores, porém agora com maior grau de refinamento. A **Figura 4** apresenta os três casos citados: rede importado do sistema da empresa; ajustada com energia da subestação e; ajustada apenas a energia dos consumidores, com o refinamento da base comercial.

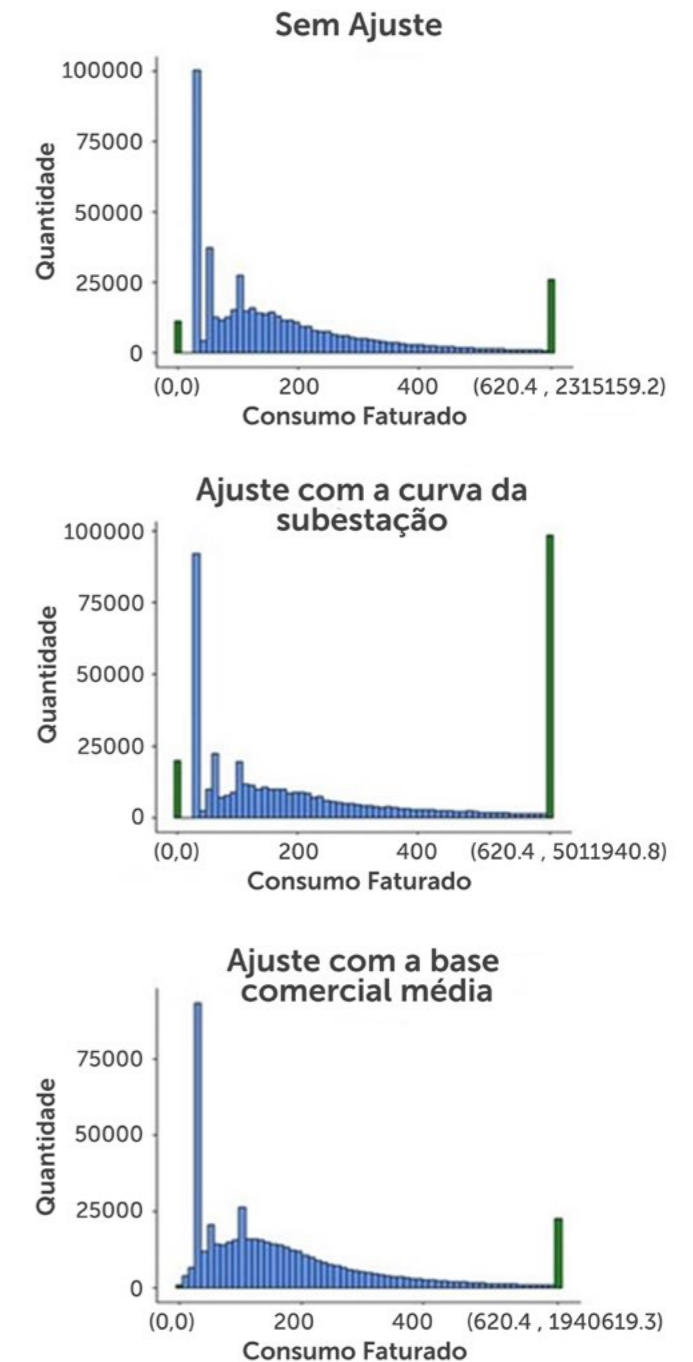


Figura 4. Quantidade de consumidores por faixa de consumo.

É possível notar, em todos os gráficos, uma grande quantidade de consumidores em uma faixa pequena de consumo, destacando-se visualmente, caracterizando os consumidores de iluminação pública que permanecem ligados apenas no período noturno. Os dois primeiros gráficos não usam valores médios de

consumo e se observa tanto grande quantidade de clientes sem consumo, quanto uma distribuição “acidental” desses consumos. Observa-se também que quando a energia é ajustada através das medições de saída das subestações alguns problemas são gerados, como por exemplo, cargas que já possuíam um alto consumo são elevadas mais ainda (deslocando a curva para a direita), representado pela coluna verde a direita para consumos médios superiores a 620 kWh/mês, resultando em valores irreais de consumo. Finalmente, para a rede ajustada apenas do lado dos consumidores, com a energia faturada média atual da base comercial, percebe-se uma melhora em geral da distribuição da quantidade de consumidores por faixa de consumo, corrigindo os diversos erros citados anteriormente.

Estudo de caso

A partir das simulações e correções iniciais da base de dados, um dos estudos realizados foi o de identificação de potências localidades com erros de cadastro ou com potência problemas de tensão. Uma das questões levantadas foi como encontrar de maneira minuciosa, diante de milhares de redes de baixa tensão, quais são os erros mais sistemáticos?

A resposta, para este processo ser realizado de forma eficiente e automatizada, após a determinação dos principais problemas, está na utilização de ferramentas de business Intelligence – BI. O cenário citado acima pode ser demonstrado no histograma da Fi-

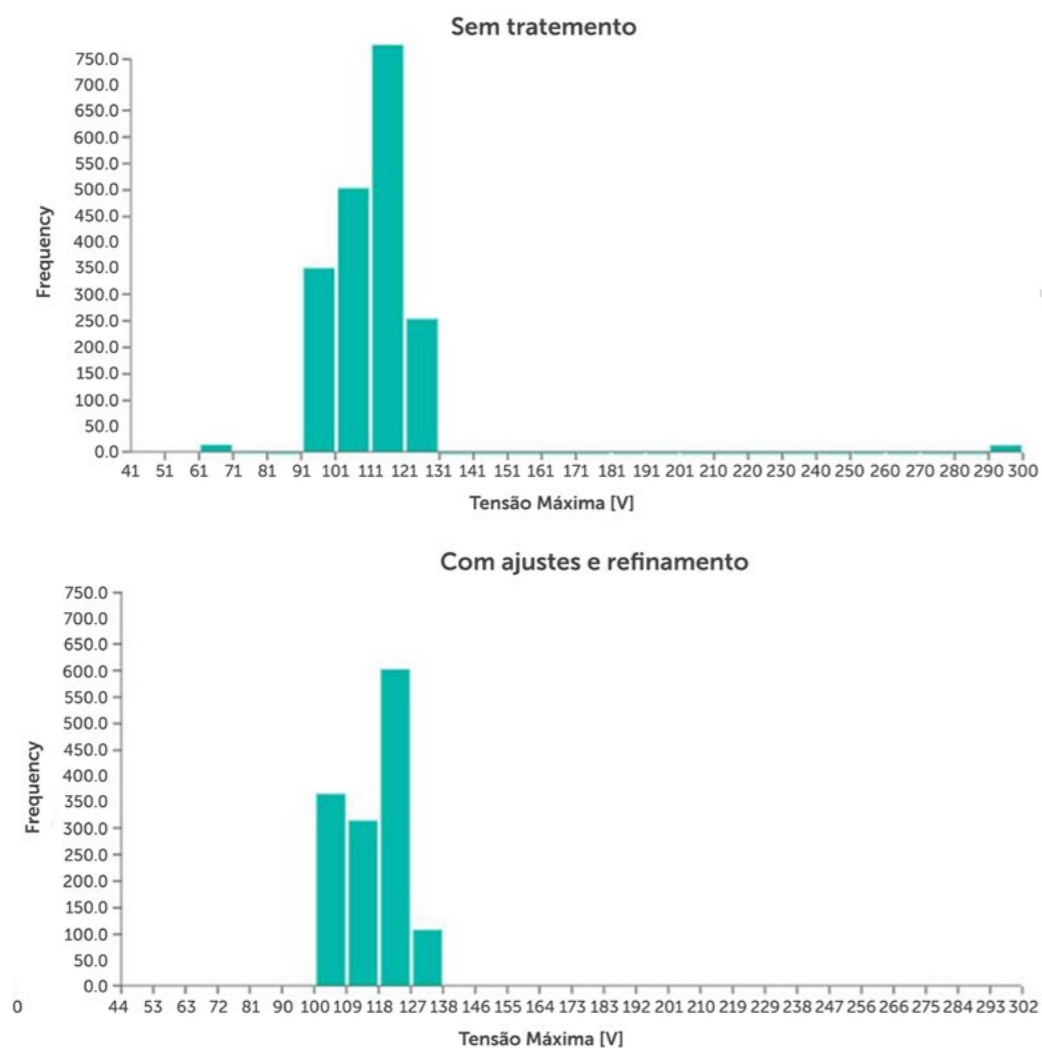


Figura 5. Histograma de tensão máxima – base sem e com tratamento, respectivamente.

gura 5, simulada para um estudo de caso com apenas uma subestação de distribuição. Os valores simulados correspondem a tensões de fase (medição fase-terra).

Neste cenário sem tratamento de dados, destacam-se diversos consumidores com níveis de tensão muito distantes do aceitável. No histograma há uma pequena parcela de tensões abaixo de 75 Volts e, na extrema direita, valores acima de 250 Volts. Para estes, são apresentados valores de até 220 mil Volts, devido a erros de cadastro, bem como clientes com tensões compatíveis com 440V, o que também é um erro de cadastro dado que a distribuidora não pratica essa tensão nas redes de BT. Outro problema encontrado era a inversão no cadastro de tensão de linha com tensão de fase, no qual o erro na base de dados leva a resultados não coerentes com o medido em campo.

Após a correção, diagrama a direita da Figura 5, observou-se que os resultados estão mais coerentes com as medições feitas em campo. De fato, os resultados das simulações de tensão são muito impactados pela situação do cadastro da rede. Mostrou-se que os clientes identificados com problemas de tensão mais graves eram, na verdade, erros de cadastro.

Outra maneira de se analisar os dados é através da utilização de mapas, a partir de dados georreferenciados, permitindo uma análise visual de regiões que necessitam de maior atenção. No exemplo da Figura 6 destaca-se, a princípio, no cenário 2 duas principais regiões de atenção: região A, e região B. Enquanto no cenário 1, sem quaisquer tratamentos da base e sem a utilização de LTC na subestação, observa-se um número exagerado de regiões com problemas, além da realidade da empresa.

Devido a utilização do TAP de 1,05 pu no LTC (*Load Tap Changer*) da subestação no cenário 2, as redes logo na saída da subestação, região A, aca-

bam sofrendo por sobretensão em alguns patamares horários. Entretanto, devido a variáveis, como o horário em que os técnicos da distribuidora vão averiguar o problema no cliente, pode-se haver uma avaliação incorreta, como a interpretação de subtensão nestes clientes. Com uma visão geral, provida por ferramentas de BI, é possível realizar ações preventivas, em relação a consumidores com tensão inadequada. Já para a região B, observa-se casos de subtensão, e para estes trechos do alimentador já é prevista a instalação de reguladores de tensão.

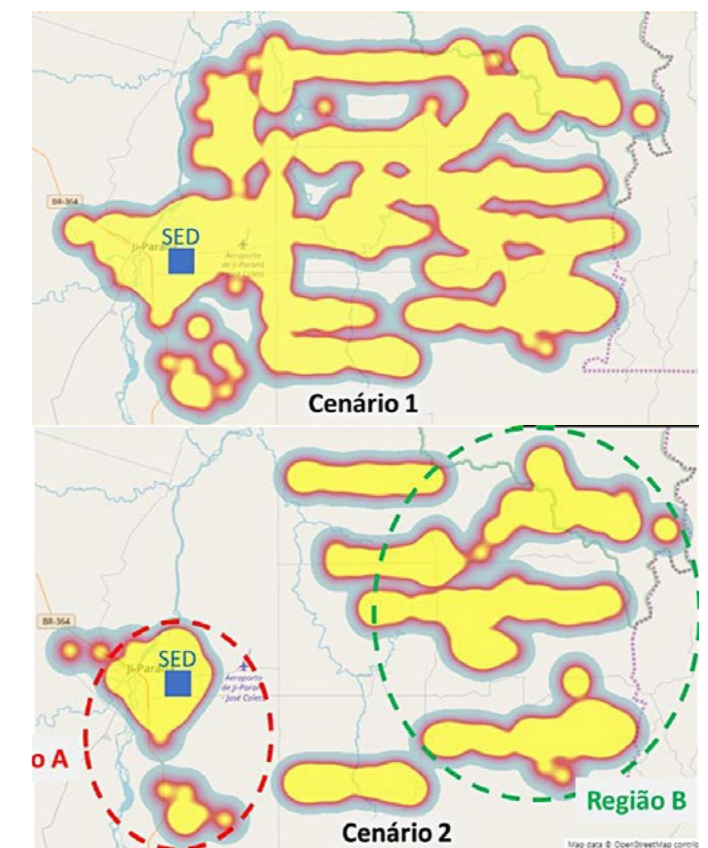


Figura 6. Mapa de calor de problemas de tensão – cenário 1 sem tratamento, e cenário 2 com tratamento (e refinamentos).

Conclusão

A atual regulamentação da qualidade do produto no Brasil apresenta diversos valores nominais para tensão em regime permanente, impactando diretamente no

cálculo de indicadores de qualidade de tensão no caso de clientes de baixa tensão. Em uma breve revisão da literatura, unida a informações de clientes reclamantes de tensões inadequada, observa-se uma ampla faixa de tensão de operação da maioria dos equipamentos presentes nas residências brasileiras, inclusive a própria Aneel reconhece diversas tensões nominais de operação (127, 120, 115 V, dentre outras).

Com base nos pontos destacados, existem duas caracterizações de tensão de regime permanente não adequadas: i. tensão fora da faixa de operação dos equipamentos e; ii. dentro das faixas de operação dos equipamentos, porém fora da faixa de sua tensão nominal. No segundo caso, tensões medidas em torno de 123 Volts constantes, por exemplo, seriam adequadas para a tensão nominal de 127 Volts, mas estarão caracterizadas como críticas para clientes com tensão nominal de 115V, cabendo ao ressarcimento de compensações. Caso fosse possível variar a tensão de referência (TR), e mantendo os limites de variação inferior de 92% e limite superior de 105%, muitos clientes atendidos a tensões totalmente adequadas ao funcionamento dos equipamentos deixariam de gerar compensações, focando estes recursos para casos mais extremos. Observou-se que as tensões simuladas para toda a rede da CERON estão compatíveis com as tensões de funcionamento dos equipamentos, porém podem não atender as tensões nominal definidas pela Aneel.

O uso de BI no processo de identificação desses diversos aspectos da tensão permite a avaliação de toda a rede de uma distribuidora, de maneira ampla, permitindo análise sistêmica de problemas de cadastro e de resultados da simulação, que nesse projeto foram feitas através do software SINAPgrid para toda a rede da CERON.

Bibliografia

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa no 345/2008. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Versão 0**, Brasília, DF, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa no 794/2017. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Versão 10**, Brasília, DF, 2017.

BRASIL. Decreto no 73.080, de 5 de novembro de 1973. **Altera o artigo 47, do Decreto número 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica**. Brasília, DF, 1973.

BRASIL. Decreto no 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. **Regulamenta os serviços de energia elétrica**. Rio de Janeiro, DF, 1957.

CYRILLO, Ivo Ordonha. **Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário**. 2011. Dissertação de mestrado – Universidade de São Paulo, 2011.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE. Portaria no 46, de 17 de abril de 1978. **Estabelece as disposições relativas à continuidade de serviço a serem observadas pelos concessionários de serviço público de eletricidade no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores**. Brasília, DF, 1978 a.

Análisis del impacto en la red de MT de usuarios residenciales electrointensivos

CIDEL - Congreso Internacional de Distribución Eléctrica
Septiembre de 2018 - Buenos Aires, Argentina

Tema: Eficiencia Energética y Tecnológica

Autores

Ulises Manassero, Ing. Electricista,
Juan Marcos Banegas, Ing. Electricista,
Irene Steinmann, Ing. Electricista,
José Luis Torres, Ing. Electricista,
Nicolás Ledesma, Estudiante Ing. Eléctrica
Mariano Perdomo, Estudiante Ing. Eléctrica,

Empresa

Universidad Tecnológica Nacional – Facultad
Regional Santa Fe
Ubicación: Santa Fe, Argentina
Dirección: Lavaise 610
Código Postal: 3000
Teléfono: +54 (342) 460 1579
E-Mail: ulisesmanassero@hotmail.com

1. Introducción

Argentina ha registrado en los últimos años un incremento de situaciones de stress y exigencia de los sistemas de distribución de energía eléctrica, afectando así el funcionamiento y configuración del sistema eléctrico en su conjunto[1].

Con el paso de los años se puede apreciar el crecimiento tendencial de la demanda, impulsada principalmente por los usuarios residenciales. Las causas se deben a la acumulación de equipos de acondicionadores de aire y de calefacción eléctrica, dada la ausencia de mecanismos de incentivos por tarifas y políticas de eficiencia energética adecuadas [2].

Por este motivo, una política enfocada en los equipos destinados a brindar adecuadamente tanto calefacción como refrigeración, tendrá un impacto significativo en la demanda energética futura del país [3].

Específicamente, la calefacción residencial representa uno de los mayores usos finales de gas natural (GN) y una importante fuente de emisión de CO₂ del país. Constituye el 62% del consumo de GN en el sector residencial argentino, lo que equivalía en el año 2011 al 77% de todo el gas utilizado en el sector industrial [4]. Donde el 8 % corresponde a la cocción, 9 % a la llama piloto del termotanque, 14 % agua caliente sanitaria y el restante a la calefacción, de acuerdo a la Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética de la Nación.

En este trabajo, se estudian cuatro distribuidores en media tensión (MT) de la Ciudad de Santa Fe con el fin de evaluar el impacto energético de la conversión de usuarios residenciales con consumo combinado de electricidad y GN, por usuarios de tipo electrointensivos a partir de la inserción de electrodomésticos en reemplazo de equipos gasodomésticos. La evaluación se basa en reemplazar tanto las cocinas que usan GN por cocinas eléctricas de inducción, así como calefones, termotanques y estufas (catalíticas y de tiro balanceado) por termotanques eléctricos y acondicionadores de aire (A.A.), respectivamente. Cabe aclarar que estos cambios representan un aumento considerable en la demanda eléctrica del sector residencial.

Para el modelado de las nuevas cargas eléctricas residenciales (denominadas cargas eléctricas especiales), se determinan tres niveles de consumo energético y tres perfiles de cargas diarios para cada electrodoméstico (cocina, termotanque y A.A.). Luego se asignan porcentajes de participación de las cargas especiales a cada distribuidor y se simulan flujos de carga diarios a los fines de analizar su impacto en las condiciones de operación de la red de distribución de media tensión (MT).

2. Objetivos

Realizar un análisis de sensibilidad con respecto al ingreso en una red de distribución de usuarios residenciales de tipo electrointensivos (generalmente, en zonas urbanas de alta densidad poblacional sin acceso al GN), caracterizados por equipamiento de cocción de alimentos eficientes, calefacción y agua caliente sanitaria de tipo eléctricos en sustitución del GN.

3. Métodos

La metodología propuesta para evaluar el impacto de la inserción de usuarios electrointensivos en una red típica de distribución, consiste en estudiar una red urbana de 13,2 kV estándar de la Ciudad de Santa Fe con topología de operación radial. Se modelan cuatro distribuidores (denominados A, B, C y D) cuyas corrientes totales de consumo son repartidas en las subestaciones transformadoras (SETs), de acuerdo a los balances históricos de consumo de energía registrado por cada SET.

CIDEL 2018 Septiembre de 2018, Buenos Aires, República Argentina Página 3 Para cada uno de los distribuidores, se utiliza su perfil de carga, correspondiente a un día hábil típico de invierno (ver **Figura 1**) a los fines de justificar el funcionamiento del A.A. en modo calefacción y con ello presentar un escenario de consumo de energía eléctrica de usuarios electrointensivos más exigente.

Los equipos eléctricos seleccionados para el modelado de los usuarios electrointensivos y sus posteriores simulaciones en reemplazo de los gasodomésticos por electrodomésticos son aquellos representados en la **Tabla 1**.

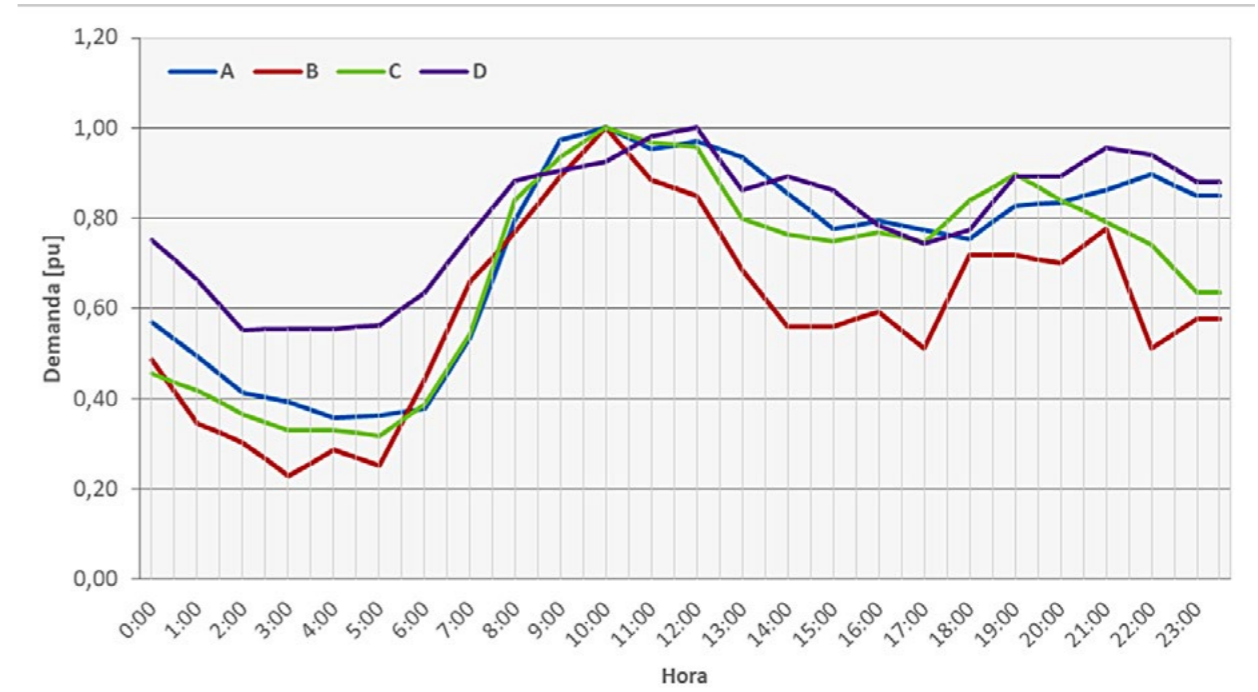


Figura 1. Perfiles de carga diarios adoptados para los distribuidores.

Artefacto	Características	Potencia Nominal	Factor de Potencia
Cocina Inducción	4 zonas de cocción	2,000kW	0,93
Termotanque	Capacidad 80 Lts	2,000kW	1,00
Aire Acondicionado	Split Inverter – 3000 cal	0,975 kW	0,85

Tabla 1. Electrodomésticos seleccionados para el estudio.

3.1. Determinación de perfiles y niveles de carga típicos de utilización para las cargas eléctricas especiales

A los fines de analizar el impacto en la red de MT de la conversión de usuarios de consumo energético combinado (gas y electricidad) a usuarios electrointensivos, se determinan tres niveles de consumo energético típicos para cada carga eléctrica especial, donde la cantidad de integrantes que componen a la unidad familiar de la población bajo estudio constituye la variable principal que justifica el nivel de consumo de

cada carga especial. Además, se establecen tres perfiles de cargas relacionados con los hábitos de consumo de las personas: perfil comercial, perfil público y perfil de ama de casa. En base a la cantidad de horas que rige cada hábito de consumo se obtiene una ponderación en la utilización de los equipos.

A continuación, la **Tabla 2** muestra las características principales de los perfiles y curvas de cargas. Para cada una de las cargas eléctricas especiales en estudio se establecen las siguientes consideraciones técnicas:

Nivel de Consumo Energético	Perfiles de carga			Número de Personas que definen el Usuario Residencial
	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	
Alto	Comercial (doble turno)	Público (horario corrido)	Ama de casa	4-5
Medio				2-3
Bajo				1-2

Tabla 2. Electrodomésticos seleccionados para el estudio.

Cocina de Inducción

- Accesorios normalizados por el fabricante.
- Recipientes y alimentos a temperatura ambiente.
- Tiempo programable acorde a la receta utilizada (Función asistente).
- Recetas normalizadas por fabricante de cocina eléctrica.⁽¹⁾

- Franjas horarias de funcionamiento: desayuno, almuerzo merienda y cena.⁽²⁾

Acondicionador de Aire

- Eficiencia Split Inverter frente a Split On/Off del 30% con respecto a su potencia nominal.
- Tiempo promedio de funcionamiento general 8 hs.
- La **Tabla 3** presenta la cantidad de horas de funcionamiento y la cantidad de equipos de A.A. asignados para los diferentes perfiles de carga.

Nivel de Penetración Energético	Perfil	Total [hs] ³	Cantidad de Equipos
Alto	Comercial	8	1
	Público	11	
	Ama de Casa	18	
Medio	Comercial	16	2
	Público	19	
	Ama de Casa	26	
Bajo	Comercial	24	3
	Público	30	
	Ama de Casa	34	

Tabla 3. Características de los perfiles de carga asignados a los AA.

⁽¹⁾ Tiempo y recetas de referencia adoptadas por equipo Bosch.

⁽²⁾ En función de los perfiles nutricionales, integrantes, tiempo de cocción y recetas normalizadas se obtuvo la energía total demanda dentro de las franjas horarias fijadas.

⁽³⁾ Cantidad de horas del total de unidades por nivel de penetración energética. Por otro lado, para los casos medio y alto, el funcionamiento de los equipos se dan en simultáneo en diferentes intervalos de tiempo del día.

Termotanque

- Franjas horarias de funcionamiento.
- Cantidad de horas de funcionamiento diario: nivel bajo y medio 4 [hs], nivel alto 5 [hs]; para los tres perfiles de carga.

A partir de los consumos de energía típicos de cada equipo y los hábitos de uso de los diferentes tipos de usuarios se diseñan los perfiles de carga para cada nivel de penetración energética, algunos de los mismos se pueden apreciar en las **Figuras 2, 3 y 4**.

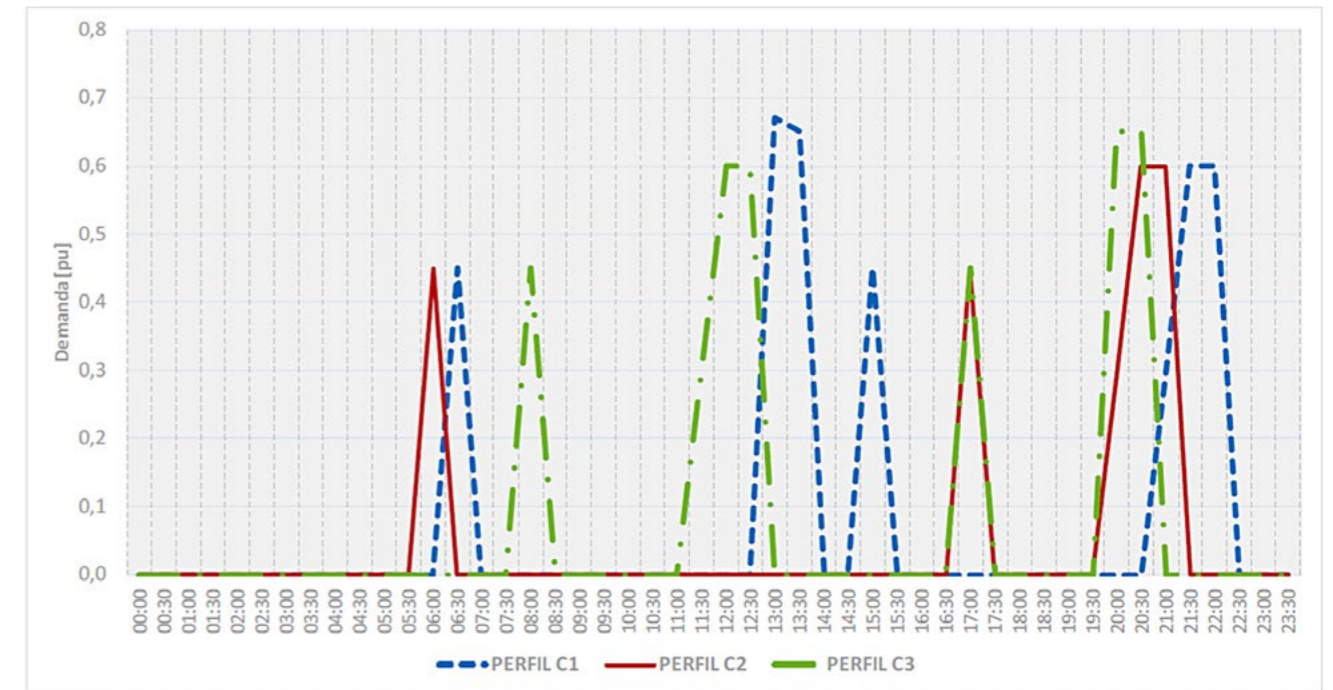


Figura 2. Perfil de carga de cocinas de inducción de nivel de penetración energética alto.



Figura 3. Perfil de carga de termotanque nivel de penetración energética bajo.

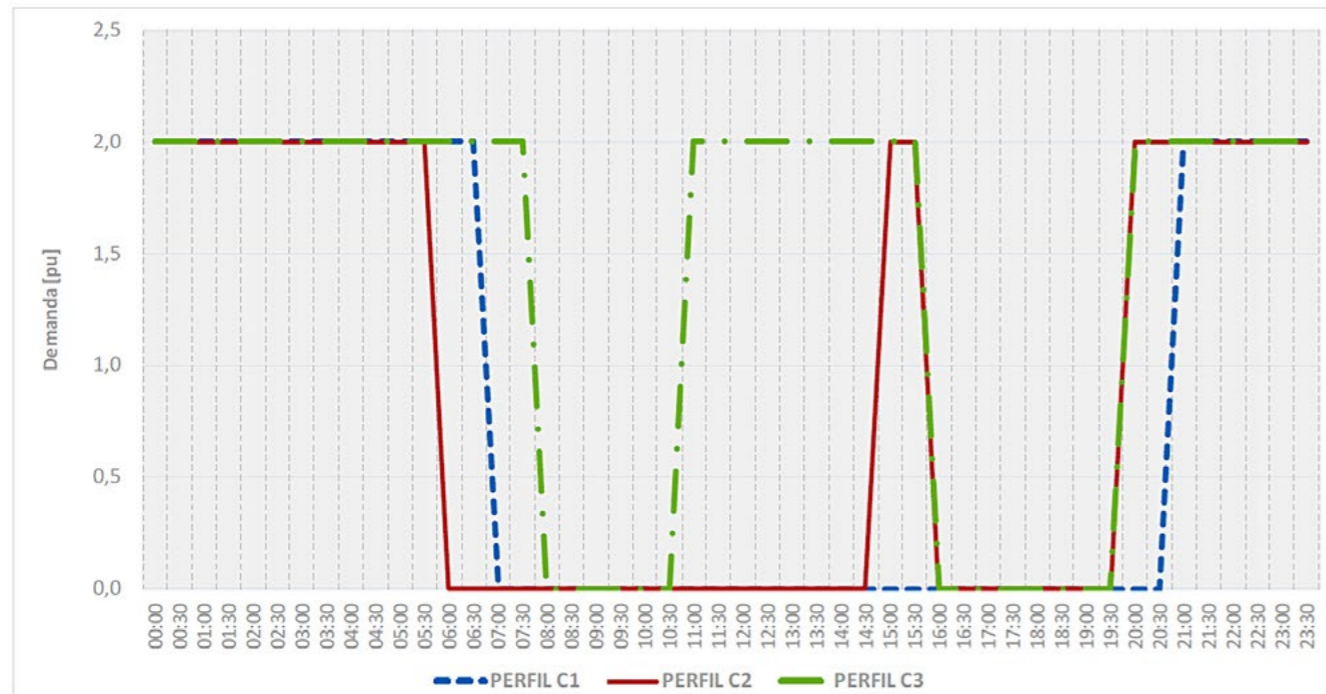


Figura 4. Perfil de carga de acondicionadores de aire nivel de penetración energético medio.

3.2. Determinación de la potencia nominal de cargas electrointensivas por SETs

En primer lugar se contabiliza el número de usuarios de baja tensión por SET en cada distribuidor de 13,2 kV seleccionado para el estudio. Debido a que la energía bimestral promedio por SET está distribuida en grandes y pequeños usuarios, y a su vez, este último en usuarios residenciales, comerciales e indefinidos (edificios gubernamentales y/o alumbrado público), se adoptó una metodología para contabilizar la cantidad de consumidores por cada tipo de usuario, la cual posee una relación directa entre la energía promedio total distribuida en tipos de usuarios o porcentaje de participación y la cantidad de consumidores por SET. En función del resultado previo, la potencia activa nominal de cada equipo electrointensivo y su factor de potencia, se obtuvo la potencia total a introducir en cada

SET, que al ser afectado por el correspondiente perfil de carga y porcentaje de participación en el software de simulación, se obtienen los resultados a examinar.

3.3. Hipótesis adoptadas en las simulaciones

En el análisis de impacto de los usuarios electrointensivos en la red de MT en estudio se adoptaron los siguientes supuestos:

- Uso del Software Neplan 5.3.51. para el modelado y simulación de flujos de potencia estacionarios
- Se adopta como límite de capacidad de transmisión de potencia de los distribuidores de MT al límite térmico-mecánico impuesto por sus conductores.

- El límite admisible de condiciones normales de operación de transformadores corresponde a la capacidad nominal de la máquina, impuesta por el fabricante según su diseño.
- En todas las líneas aéreas de 13,2 [kV] se considera sección de conductor y material variable, las que habitualmente se utilizan en la mayoría de empresas distribuidoras de energía.
- Factor de potencia de las demandas igual a 0,85 inductivo.

3.4. Descripción de la red de distribución modelada

Se realiza el estudio sobre una red de distribución urbana-residencial típica de la Ciudad de Santa Fe. Esta red está compuesta por un Centro de Distribución (CD), que alimenta 4 distribuidores. Cada distribuidor abastece un conjunto de SETs 13,2/0,4[kV] que

varían de 2 a 11 por distribuidor, con longitudes y secciones de conductor variables. El CD se alimenta a su vez desde una Estación Transformadora 132/33/13,2 kV a partir de dos alimentadores conformados por ternas de cables subterráneos de 3x1x400 Al XLPE.

Las características de los distribuidores se encuentran especificadas en la **Tabla 4**.

3.5. Modelado de la red de distribución de 13,2kV tipo urbana residencial

Para modelar la red de distribución de 13,2 kV tipo urbana residencial se utilizó el software Neplan versión 5.3.51. Con base en este modelo (ver **Figura 5**) se realizaron distintas simulaciones de flujos de carga con un paso de cálculo de 30 minutos, es decir, 48 simulaciones para un perfil de carga diario. Las distintas simulaciones son las correspondientes a los 4 casos mencionados, asignando distintos porcentajes de participación a cada una de las cargas.

Nombre distribuidor	N° de SETs	N° usuarios totales	N° usuarios residenciales	Long. Troncal distribuidor [km]	Smax [MVA]	Fc (Smed/Smax)	Cargabilidad [%]
A	2	489	346	0,82	1,54	0,72	22,9
B	5	1132	723	1,21	0,92	0,59	11,0
C	8	2194	1433	2,35	2,71	0,68	40,4
D	11	1932	1384	3,88	2,10	0,80	25,3

Tabla 4. Características de los distribuidores.

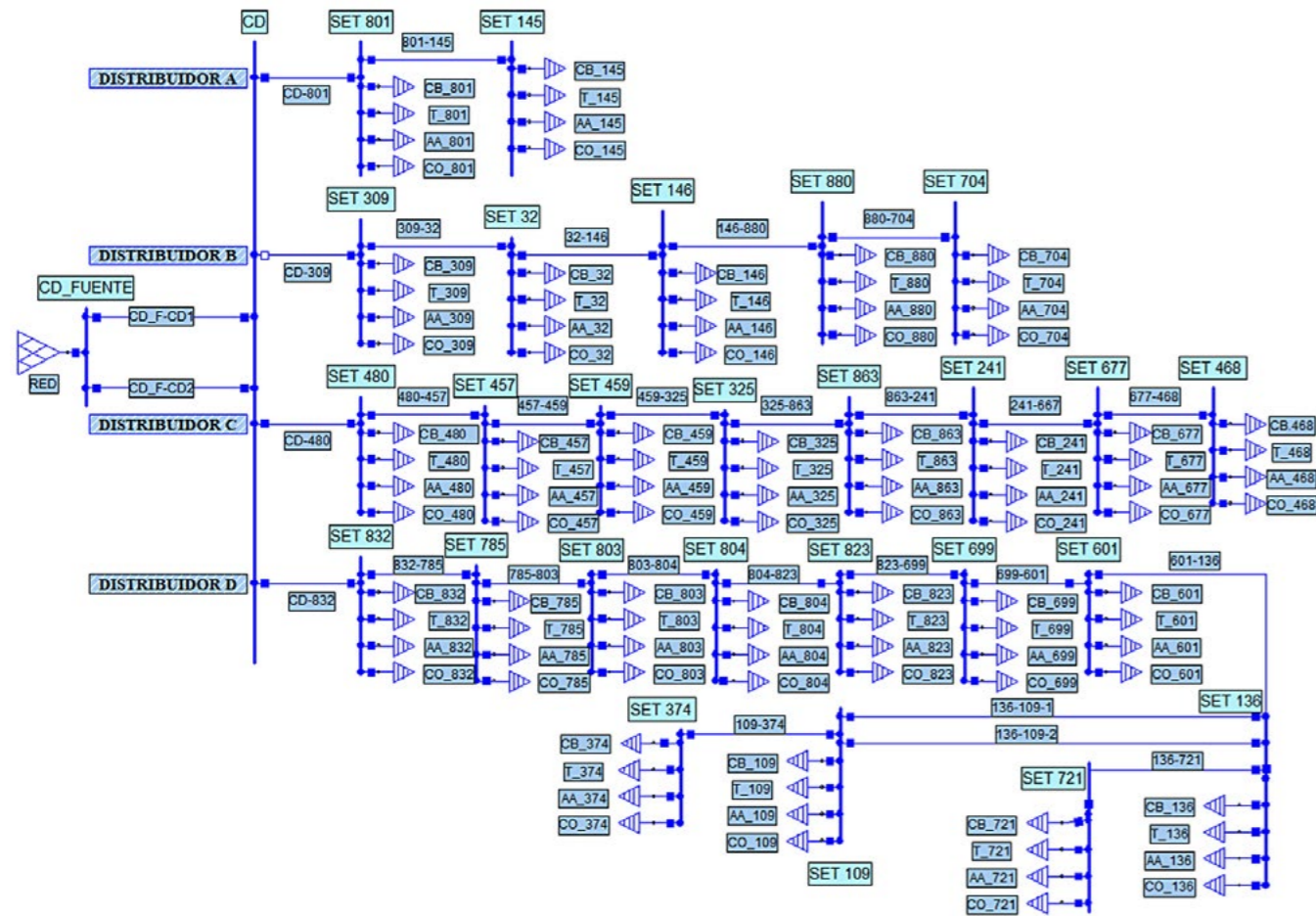


Figura 5. Modelado de la red de distribución de 13,2 KV en Software Neplan.

4. Resultados

A continuación se presentan los resultados de la inserción de cada una de las cargas eléctricas especiales, analizando su impacto de manera individual y combinada. Los resultados obtenidos de las simulaciones se resumen en la **Tabla 5**, **Tabla 6**, **Tabla 7** y **Tabla 8**, donde se visualizan para los 4 distribuidores el efecto de los tres patrones de consumo planteados correspondientes a cada carga eléctrica especial de manera individual. En la tabla 9 se encuentran presentados el factor de carga (Fc) y factor de pico (Fpi) del distribuidor, tensión mínima en barras de 13,2 kV y cargabilidad del distribuidor. Respecto al Fpi, cabe destacar que el mismo resulta útil para evaluar

en términos de potencia, la contribución de cada una de las cargas especiales al pico de demanda del distribuidor, pues relaciona las corrientes máximas diarias del distribuidor para escenarios de demanda con y sin la carga eléctrica especial. En condiciones ideales, este factor debiera ser igual a la unidad, lo cual implica que la conexión de las cargas especiales no signifiquen mayores exigencias de máxima cargabilidad del distribuidor tal que reduzcan su capacidad remanente y/oexijan obras de infraestructura eléctrica como refuerzo del mismo.

Por otra parte, el Fc relaciona la potencia media (asociada a la energía real operada) con la potencia máximaregistrada durante todo el período de estudio. Este

indicador permite evaluar, en términos de energía, el grado de aprovechamiento del distribuidor, con lo cual valores recomendables deberían estar entre 0,6 a 0,8 a los fines de evitar un sub-aprovechamiento de las instalaciones. Valores muy bajos de Fc implican instalaciones sobredimensionadas y diseñadas para soportar los picos de muy corta duración de la red.

4.1. Inserción de cocinas de inducción

De las distintas simulaciones realizadas y análisis de los datos obtenidos en la **Tabla 5**, se destaca que en los 4 distribuidores, para todos los perfiles de carga analizados, el Fc se reduce en un rango que oscila entre 6% a 36% según el perfil de consumo y el distribuidor analizado, con respecto a los Fc presentados en la **Tabla 4**. Se advierte que el distribuidor D manifiesta los mayores impactos de la carga especial, al reducir alrededor de un 36% su Fc y por otro lado al

presentar los niveles más elevados de Fpi, que implican incrementos de la demanda de pico en un 75%.

Por otra parte, la carga especial correspondiente a la cocina a inducción presenta un menor impacto en los Fpi del distribuidor A, con incrementos en el rango de 10 a 20% de la corriente máxima de operación del distribuidor.

Respecto a la cargabilidad máxima, se advierte que el distribuidor C es el más exigido de los cuatro distribuidores analizados, alcanzando niveles de carga del orden al 64%. En el caso de los patrones de consumo, el Perfil 2 (trabajador de horario corrido) presenta los mejores indicadores de Fc y Fpi, con un mayor aprovechamiento y una menor contribución a la corriente de pico del distribuidor. En cambio, en el extremo opuesto, el Perfil 3 (ama de casa) para la carga especial correspondiente a la cocina a inducción, presenta los indicadores de operación más desfavorables para el distribuidor.

Nombre Distribuidor	Perfil	Fc [pu]	Fpi [pu]	Tensión mínima [pu]	Cargabilidad Distribuidor [%]
A	Perfil 1	0,61	1,23	1,045	28,14
	Perfil 2	0,68	1,09	1,046	25,03
	Perfil 3	0,62	1,22	1,045	27,94
B	Perfil 1	0,41	1,71	1,046	18,85
	Perfil 2	0,42	1,60	1,047	17,58
	Perfil 3	0,39	1,77	1,046	19,48
C	Perfil 1	0,50	1,51	1,033	60,99
	Perfil 2	0,51	1,45	1,033	58,88
	Perfil 3	0,48	1,58	1,032	63,85
D	Perfil 1	0,51	1,74	1,034	44,14
	Perfil 2	0,52	1,65	1,035	41,99
	Perfil 3	0,51	1,76	1,034	44,70

Tabla 5. Resumen Resultados de Cocina de inducción.

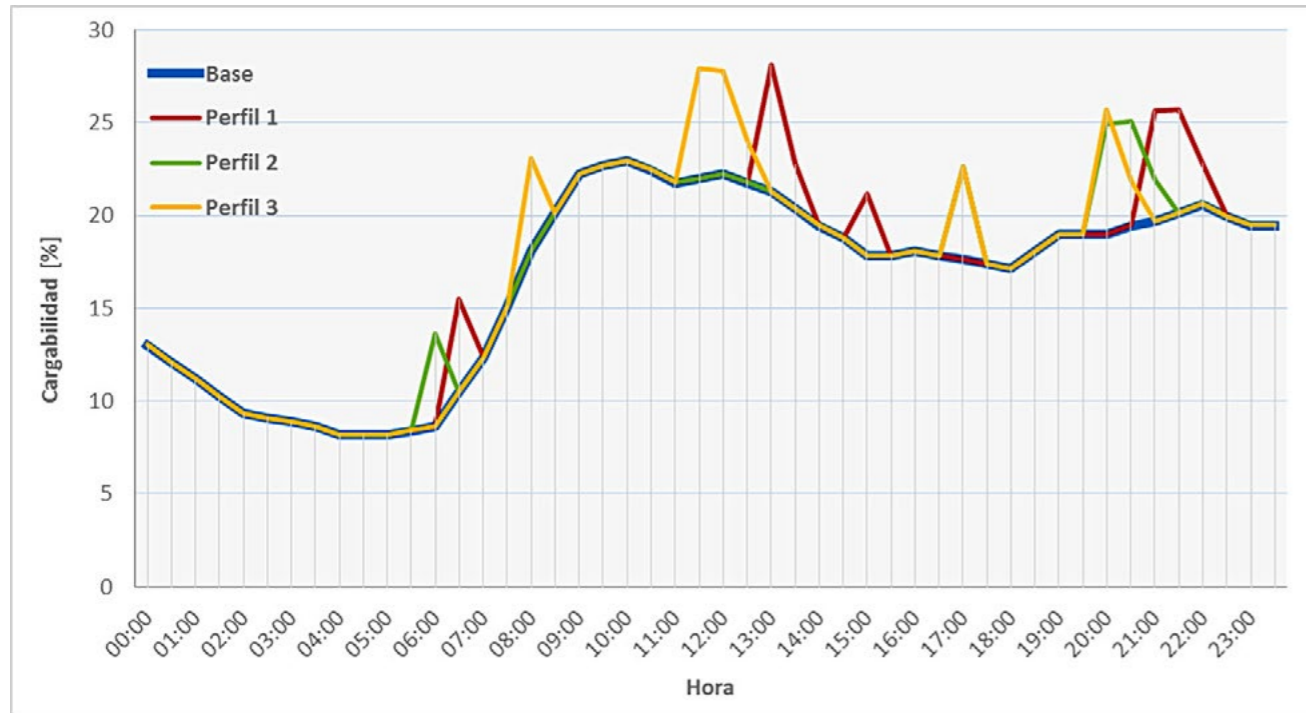


Figura 6. Inserción cocinas de inducción en distribuidor A.

En la **Figura 6** se representan a modo de ejemplo, el perfil de carga Base del distribuidor A, y los distintos patrones de consumo definidos como Perfil 1, 2 y 3 de las cocinas de inducción. Se visualizan picos pronunciados de consumo que coinciden con las dos comidas principales del día (almuerzo y cena), obteniéndose entonces un pico diurno en el horario de 11 a 14 hs y otro nocturno en el horario de 19 a 22 hs. Se destaca que a diferencia de otras cargas eléctricas especiales, las cocinas eléctricas del conjunto de usuarios residenciales son utilizadas por lapsos de tiempo cortos.

4.2. Inserción de termotanques eléctricos

De las distintas simulaciones realizadas y análisis de los datos obtenidos en la **Tabla 6**, se destacan reducciones en los Fc en el rango de 20 a 40% con respecto a los valores de base presentados en la Tabla 4, llegando a niveles de 0,35 en el distribuidor B, lo cual deja entrever la amplia diferencia entre el pico de corriente

del distribuidor y su corriente media de operación. Los niveles más elevados de Fc se registran en el distribuidor A, con valores en el rango de 0,56 a 0,6.

Por otra parte, con respecto al Fpi, los niveles resultan más cercanos a la unidad en el distribuidor A que en el resto, llegando a valores máximos de 2,35 en el distribuidor B. La inserción conjunta de la carga especial de termotanques correspondientes a los usuarios residenciales incrementa notablemente la cargabilidad de los distribuidores, siendo el más exigido el distribuidor C, con una cargabilidad máxima del orden al 82%.

En el caso de los patrones de consumo, el Perfil 1 (trabajador de horario en doble turno) presenta los mejores indicadores de Fc y Fpi, con un mayor aprovechamiento y una menor contribución a la corriente de pico del distribuidor. En cambio, en el extremo opuesto, el Perfil 3 (ama de casa) para la carga especial correspondiente al termotanque eléctrico, presenta los indicadores de operación más desfavorables para el distribuidor.

Nombre Distribuidor	Fc [pu]	Fpi [pu]	Tensión mínima [pu]	Cargabilidad Distribuidor [%]	
A	Perfil 1	0,60	1,32	1,045	30,30
	Perfil 2	0,61	1,32	1,045	30,30
	Perfil 3	0,56	1,42	1,045	32,59
B	Perfil 1	0,38	2,23	1,046	24,58
	Perfil 2	0,37	2,35	1,046	25,85
	Perfil 3	0,35	2,51	1,045	27,67
C	Perfil 1	0,48	1,79	1,032	72,43
	Perfil 2	0,45	1,92	1,030	77,67
	Perfil 3	0,43	2,03	1,029	82,13
D	Perfil 1	0,46	2,23	1,033	56,51
	Perfil 2	0,46	2,23	1,033	56,77
	Perfil 3	0,46	2,23	1,034	56,77

Tabla 5. Resumen Resultados de Cocina de inducción.

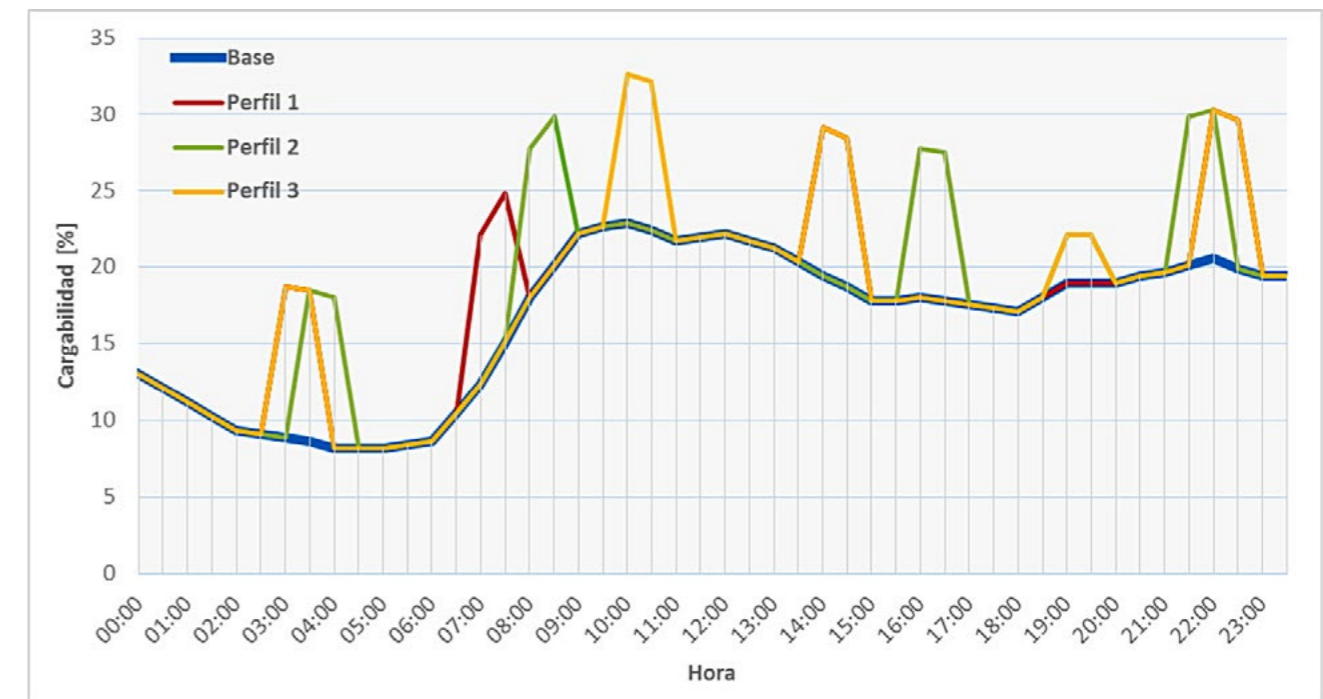


Figura 7. Inserción de termotanques en distribuidor A.

En la **Figura 7** se representan a modo de ejemplo, el perfil de carga base del distribuidor A, y los distintos patrones de consumo propuestos como Perfil 1,2 y 3 de los termotanques.

Se identifican aportes importantes al incremento del pico del distribuidor en los rangos horarios de 10 a 11 hs y de 21 a 23 hs.

4.3. Inserción de acondicionadores de aire inverter

De las distintas simulaciones realizadas y análisis de los datos obtenidos en la **Tabla 7**, se destaca que con la inserción de la carga eléctrica especial de los A.A.,

los distribuidores A,B y C presentan Fc cercanos a los correspondientes al caso Base (presentados en la Tabla 4), en cambio en el distribuidor D este Fc se reduce en un rango del 7 al 20% según el perfil de carga analizado.

Por otra parte, el Fpi presenta valores más cercanos a la unidad en el distribuidor A que en el resto, llegando a niveles máximos del orden a 2,13 en el distribuidor B.

Respecto a la cargabilidad de los distribuidores, al igual que lo observado con las otras cargas especiales, el distribuidor C presenta la mayor exigencia ante la inserción de los A.A., alcanzando una cargabilidad máxima de 74%.

Nombre Distribuidor	Perfil	Fc [pu]	Fpi [pu]	Tensión mínima [pu]	Cargabilidad Distribuidor [%]
A	Perfil 1	0,69	1,26	1,045	28,89
	Perfil 2	0,71	1,26	1,045	28,89
	Perfil 3	0,74	1,33	1,044	30,51
B	Perfil 1	0,55	2,03	1,045	22,40
	Perfil 2	0,57	2,03	1,045	22,40
	Perfil 3	0,69	2,13	1,045	23,51
C	Perfil 1	0,63	1,65	1,031	66,76
	Perfil 2	0,63	1,70	1,030	68,83
	Perfil 3	0,71	1,83	1,029	74,25
D	Perfil 1	0,61	2,03	1,031	51,56
	Perfil 2	0,63	2,03	1,031	51,56
	Perfil 3	0,75	2,07	1,030	52,61

Tabla 5. Resumen Resultados de Cocina de inducción.

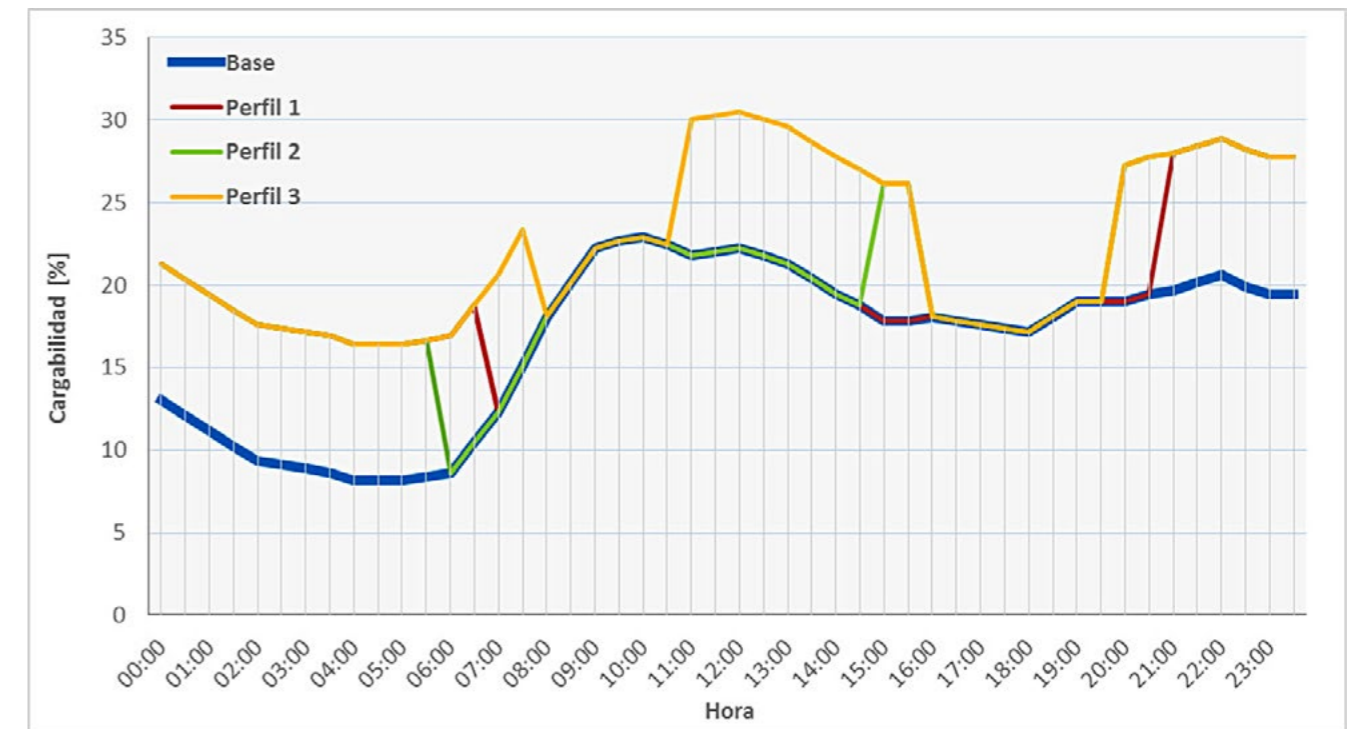


Figura 8. Inserción de aires acondicionados inverter.

En la **Figura 8** se representan a modo de ejemplo, el perfil de carga base del distribuidor A, y los distintos patrones de consumo planteados como Perfil 1,2 y 3 de los A.A. inverter. Se visualizan importantes incrementos en la cargabilidad del distribuidor por largos periodos de tiempo. Esto se debe al uso de los A.A. inverter, en modo calor por un gran número de usuarios residenciales en los mismos lapsos de tiempo. Los principales aportes al pico del distribuidor se presentan en el horario diurno entre las 11 y 16 hs y en el horario nocturno entre las 19 y 23 hs.

4.4. Inserción simultánea de las cargas eléctricas especiales

En este caso, se analizan los resultados de las simulaciones de los flujos de carga diarios realizados sobre la red de estudio, considerando la inserción simultánea del conjunto de cargas eléctricas especiales definidas para un usuario residencial de tipo electrointensivo.

En la **Tabla 8**, se resumen los resultados obtenidos, donde se observa una disminución en el rango de 20 a 40% de los Fc de los distribuidores con respecto a los presentados para el caso base en la **Tabla 4**.

Los Fpi también se ven afectados notablemente en comparación con los resultados de los casos anteriores de manera negativa, en efecto, alcanzan niveles del orden a 3 en los distribuidores B, C y D.

Respecto a la cargabilidad de los distribuidores se presentan aumentos significativos con respecto al caso base, alcanzando condiciones de sobrecarga en el distribuidor C con un valor de 109%, para lo cual pueden requerirse nuevas configuraciones de red, tal que permitan transferir carga a otros distribuidores (alimentación de algunas SETs desde otro distribuidor) y de no ser posible, evaluar nuevas obras para aumentar la capacidad de potencia remanente de la red a los fines de abastecer los incrementos de demanda dados por los usuarios electrointensivos.

Nombre Distribuidor	Fc [pu]	Fpi [pu]	Tensión mínima [pu]	Cargabilidad Distribuidor [%]
A	0,59	1,71	1,043	39,19
B	0,48	3,34	1,043	36,79
C	0,51	2,68	1,021	108,85
D	0,49	3,36	1,021	85,55

Tabla 8. Caso simétrico.

En la **Figura 9** se representan a modo de ejemplo, el perfil de carga base del distribuidor A, y el perfil de carga de este distribuidor con el agregado simultáneo de los electrodomésticos con sus distintos patrones de consumo y niveles de penetración energética (cada uno con un porcentaje de participación del 11 %).

Se visualiza como este perfil de carga se encuentra siempre por encima del perfil base del distribuidor, con las dos excepciones donde coinciden entre las 09:00 y 10:00 hs y entre las 17:30 a 19:00 hs, esto debido a que no hay utilización de cargas eléctricas especiales por parte de los usuarios residenciales en estas franjas horarias. Existe un pico bien pronun-

ciado, pero no representativo, de alto valor de cargabilidad aproximadamente a las 04:00 hs debido al funcionamiento en el mismo horario de aires acondicionados y termotanques por gran parte de usuarios residenciales. En el resto de los horarios estos picos no son de estas características debido a una distribución más uniforme en el uso de los electrodomésticos por los usuarios con distintos patrones de consumo. Por último, se destaca el pico máximo del distribuidor que se establece aproximadamente a las 22:00 hs por causa del uso simultáneo de la cocina, termotanque y aire acondicionado en modo calor por la mayoría de los usuarios residenciales en este horario.

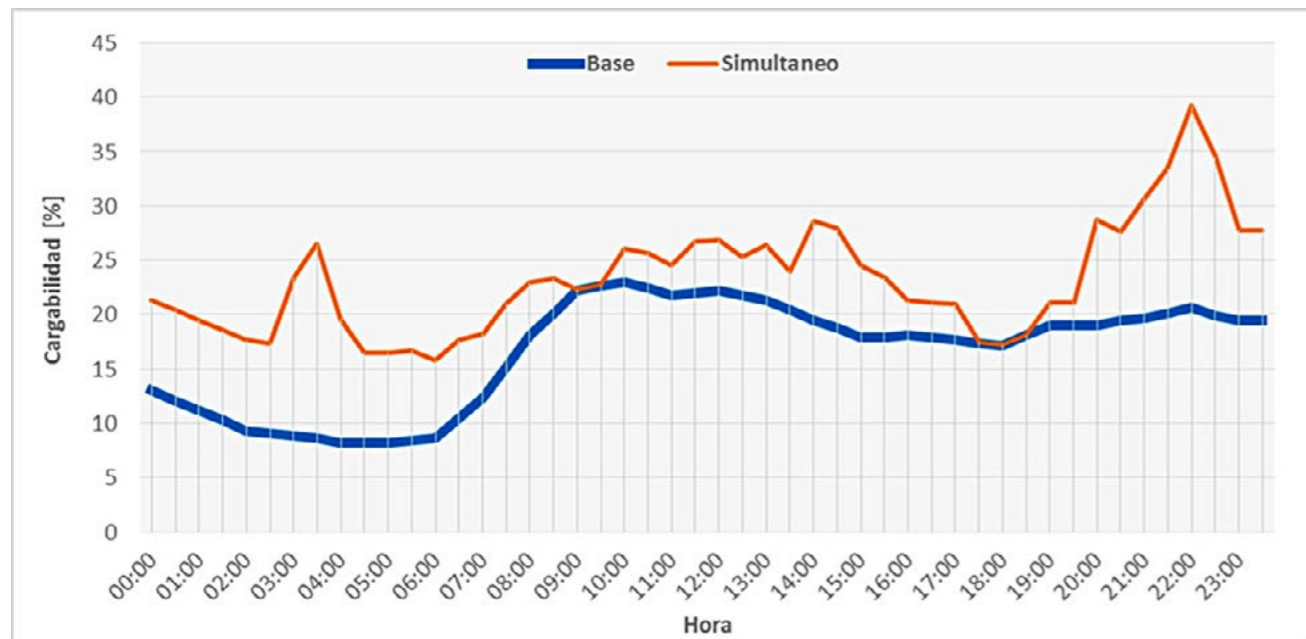


Figura 9. Inserción simultanea de todos los equipos electrointensivos.

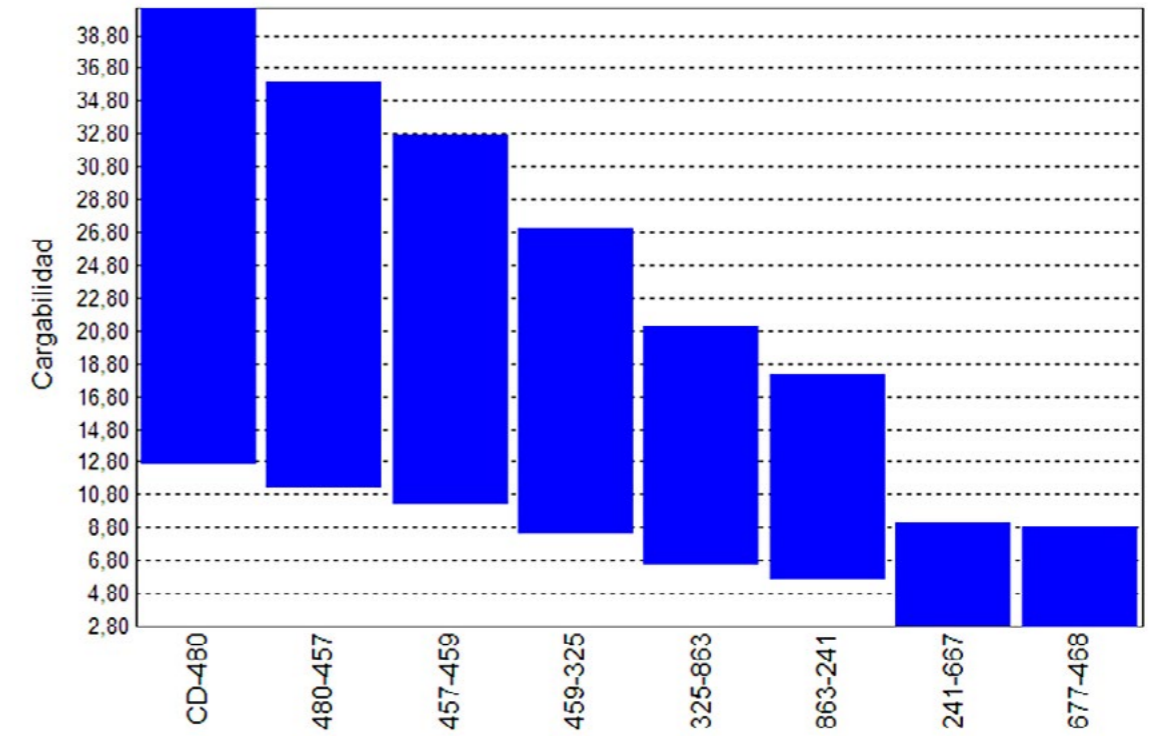


Figura 10. Cargabilidad de los tramos del distribuidor C con perfil de carga base.

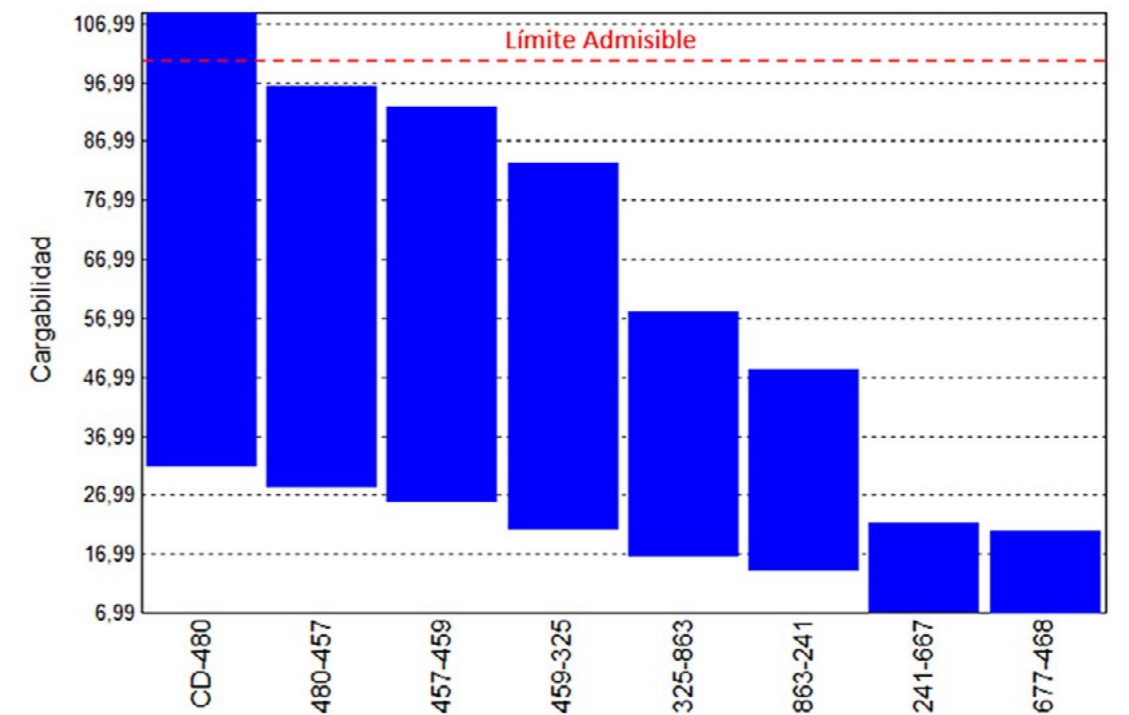


Figura 11. Cargabilidad de los tramos del distribuidor C con perfil de carga correspondiente a la inserción simultanea de los electrodomésticos.

En la **Figura 10** y **Figura 11** se representan la cargabilidad para los 8 tramos del distribuidor C que alimentan a sus 8 SETs, para un perfil de carga base y un perfil de carga correspondiente a la inserción simultánea de los electrodomésticos respectivamente. Se presentan los resultados del estudio del distribuidor C, por ser el único sobrecargado según el análisis de la **Tabla 8**.

Con el ingreso conjunto de las cargas especiales, se observa, el aumento notable de cargabilidad en los distintos tramos del distribuidor C que abastece a las SETs; destacándose el primer tramo que supera el límite de cargabilidad, mientras que los tres tramos siguientes se encuentran comprometidos con altos niveles de cargabilidad.

4.5. Análisis comparativo de la inserción parcial y total de las cargas eléctricas especiales

De la comparación del conjunto de cargas eléctricas especiales, todas desmejoran el Fc con respecto al caso Base (ver **Figura 12**). En promedio, el Fc de los distribuidores del caso base es de 0,7, siendo la carga correspondiente al termotanque, aquella que más desmejora el Fc, pues en promedio el mismo se reduce a valores de 0,47, lo cual indica una gran diferencia entre la potencia máxima y la potencia media operada por cada distribuidor. En el caso de los A.A., su extenso período de utilización implica un importante aumento en el consumo de energía del distribuidor, lo cual implica un aumento en la potencia media, in-

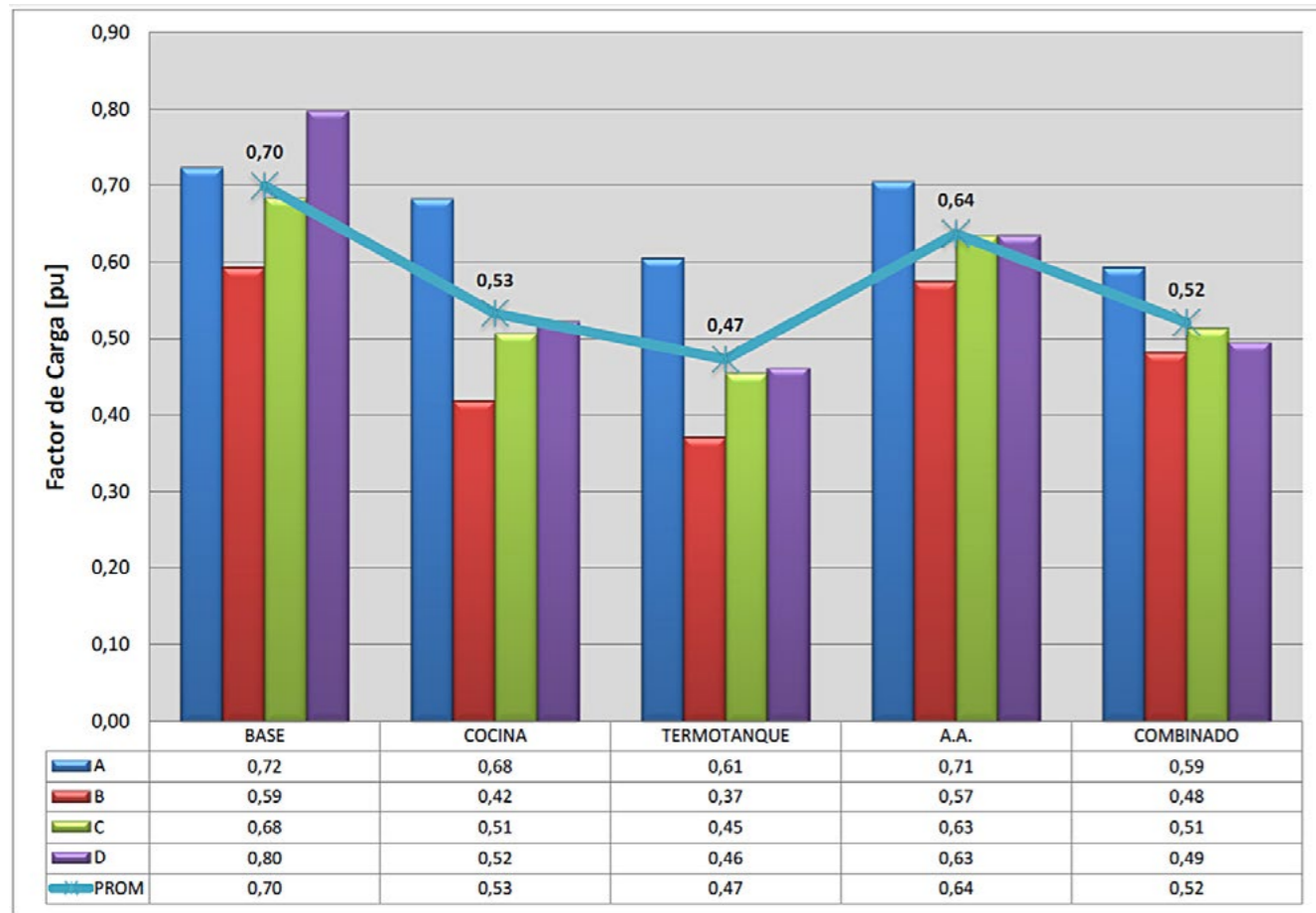


Figura 12. Fc de los distribuidores para inserción parcial y total de de las cargas eléctricas especiales correspondiente al usuario electrointensivo.

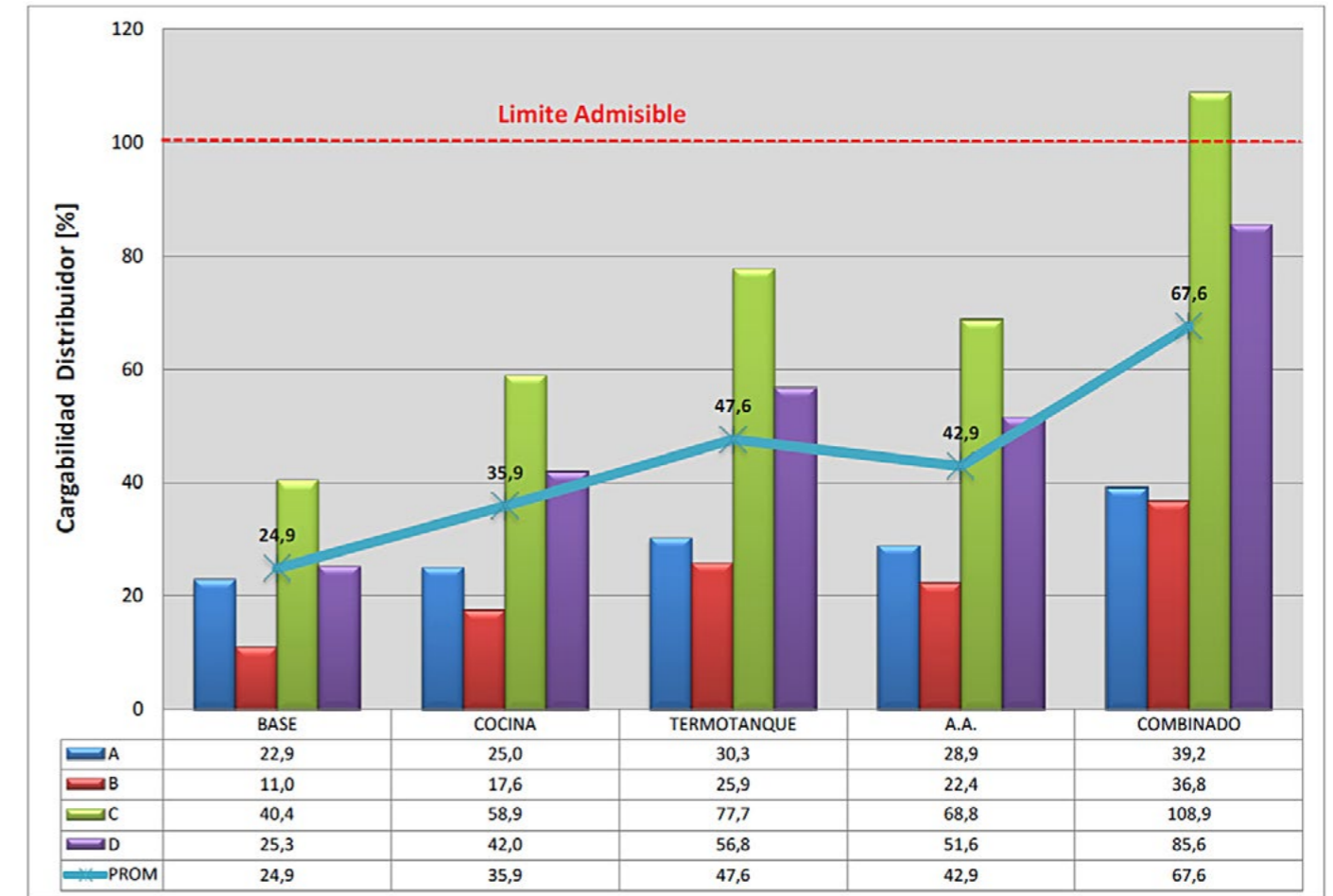


Figura 13. Cargabilidad de los distribuidores para inserción parcial y total de de las cargas eléctricas especiales correspondiente al usuario electrointensivo.

crementando entonces el Fc a niveles promedios del 0,64 (9% por debajo del Fc correspondiente al caso base). Finalmente, para el caso del usuario residencial electrointensivo (sustitución completa del uso de gasomésticos por electrodomésticos) el Fc promedio se reduce a un nivel promedio de 0,52, dejando entrever una tendencia a la sub-utilización del distribuidor ante la inserción de estas nuevas cargas eléctricas.

Respecto al impacto de la inserción de las cargas eléctricas especiales en la cargabilidad de los distribuidores, de acuerdo a los resultados presentados en la **Figura 13**, puede deducirse que el ingreso indivi-

dual de la cocina eléctrica incrementa en promedio un 10% la cargabilidad de los distribuidores, mientras que los A.A. y los termotanques provocan aumentos de cargabilidad más notorios, del orden al 20% con respecto al caso base. Es dable destacar que ninguna de las cargas especiales en forma individual ocasiona sobrecargas en alguno de los distribuidores analizados; esta condición solo se presenta ante una inserción combinada de las cargas especiales, donde la cargabilidad promedio de los distribuidores asciende a un 67% (incremento del 45% con respecto al caso Base), registrándose sobrecargas del orden al 108% en el distribuidor C.

5. Conclusiones

Los resultados de los estudios de sensibilidad permiten inferir que el ingreso individual de cada una de las cargas eléctricas especiales no presentan inconvenientes para la operación normal de la red, dado que los parámetros de operación tales como perfiles de tensión en nodos y cargabilidad de las líneas, se mantienen con valores por debajo de los límites admisibles. En cambio, con el ingreso conjunto de las cargas eléctricas especiales que definen a un usuario residencial de tipo electrointensivo se advierte que alguno de los distribuidores analizados puede presentar sobrecargas, requiriendo entonces una nueva configuración de la red, tal que pueda transferirse demanda a otros distribuidores y en caso de no ser posible, considerar nuevas obras de distribución que permitan incrementar la capacidad remanente del sistema a los fines de lograr el abastecimiento de la demanda adicional correspondiente a las cargas eléctricas especiales que sustituyen a los gasomésticos.

Respecto a los indicadores de desempeño de operación de la red, tales como el Fc y el Fpi, es dable destacar que la inserción de cada una de las cargas eléctricas especiales implica una desmejora del sistema de distribución; presentando por un lado, en términos energéticos, un aumento del porcentaje de

sub-aprovechamiento de las instalaciones (menores valores de Fc) y por otra parte, en términos de potencia, incrementos notables en las potencias máximas de operación de los distribuidores (con Fpi que pueden superar valores de 3) que pueden agotar prematuramente la capacidad remanente de la red.

6. Referencias

- [1] L. Di Lillo, H. Laiz, C. Galarza, G. Estivariz, F. Issouribehere (2016). Sistema de medición fasorial para el desarrollo de redes inteligentes. Ciudad de Buenos Aires, Argentina.
- [2] Ministerio de Energía y Minería. (2016). La temperatura y su influencia en la demanda de energía eléctrica: Un análisis regional para Argentina usando modelos econométricos. Argentina, Agosto 2016.
- [3] F.G. Nicchi, C.G. Tanides, M.L. Lavoria y A. Mazzitelli. (2014). Ventajas de la sustitución de calefactores tiro balanceado por artefactos de aire acondicionado frío/calor sobre el sistema energético y la distribución eléctrica. Ciudad de Buenos Aires, Argentina.
- [4] BEN, 2011. Balance Energético Nacional, Secretaría de Energía de la Nación, 2011.

Uma avaliação dos agrupamentos das concessionárias de energia elétrica no brasil

CIDEL - Congreso Internacional de Distribución Eléctrica
Septiembre de 2018 - Buenos Aires, Argentina

Tema: Eficiencia Energética y Tecnológica

Autores

Rodrigo Luz Antunes,
Adriano de Amarante,
Daniel Augusto de Souza,
Tainara Venâncio de Souza,
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA,
UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA
CATARINA, MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO

Empresa

CELESC
Ubicación: Santa Catarina, Brasil
Dirección: Av. Itamarati, 160 - Florianópolis
Código Postal: 88034-900
Teléfono: 55 48 32315299
Fax: 55 48 32316525
E-Mail: rlantunes@celesc.com.br

Resumo

Em estudo preliminar buscou-se o reenquadramento da empresa Celesc Distribuição S.A. no tipo de estrutura central em que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) havia lhe atribuído na Nota Técnica 352/2007. Neste estudo pretende-se avaliar e comparar a atual estrutura das concessionárias e possível mudanças nos agrupamentos, com implicações no reenquadramento das concessionárias em tipificações de estrutura organizacional específica. Os dados utilizados referem-se aos atributos listados pela ANEEL em NT nº 352/2007- SER/ANEEL: consumidores e energia requerida respectivos à classe de consumo residencial, extensão das redes, números de transformadores, quantidades de subestações e áreas de concessão. O software estatístico R será utilizado para a

II SEMINARIO INTERNACIONAL
TRANSFORMACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU REGULACIÓN

Bogotá, 12 y 13 de junio de 2019

Organizan:
cier
cocier | 50 años
juntos progresamos

criação de clusters utilizando os dados citados. As metodologias utilizadas, assim como os resultados são explicitados no artigo completo. Neste estudo notou-se que as primeiras quatro empresas mais próximas à Celesc Distribuição estão no Cluster 3, enquanto a Celesc Distribuição, como já mencionado, foi posicionada pela ANEEL no Cluster 4, nos dois anos estudados.

Palavras-chave — Distribuidoras de energia elétrica, metodologia de agrupamentos, agência reguladora, distância euclidiana, similaridade.

1. Introdução

Neste estudo pretende-se avaliar o ranking dos agrupamentos comparando com os resultados de ensaio anterior derivado de contribuição a Audiência Pública 052/2007. Em audiência pública discutiu-se o enquadramento das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica em grupos com a finalidade de fundamentar a classificação de cada concessionária em um tipo de organograma da administração central (Nota Técnica 352/2007 SRE/ANEEL).

A classificação das concessionárias em cada tipo de organograma da administração central fornece aos técnicos da agência reguladora de energia elétrica informações importantes para determinar o montante de recursos a ser destinado a cada distribuidora de energia elétrica. Estes recursos são provenientes de autorização de cobrança de tarifas de uso da rede de cada tipo de perfil de consumidor.

Na estrutura deste artigo apresenta-se algumas definições teóricas básicas. Na terceira seção faz-se uma descrição da metodologia de agrupamentos. Na seção 4 aplica-se a metodologia de agrupamentos aos dados de 2016 referentes a estrutura das concessionárias de serviços de distribuição de energia elétrica e compara-se a proposta de agrupamento de 2007 da ANEEL. Algumas avaliações foram feitas em relação ao processo de negociação e a estimativa dos agrupamentos. Por fim, são apresentadas algumas considerações finais, limitações e propostas de trabalhos futuros.

2. Fundamentação Teórica

Um pouco de teoria da regulação.

Na economia um número razoável de setores apresenta especificidades que motivam uma regulação por parte da sociedade organizada ou autoridade constituída com a finalidade de controlar as condutas individuais ou de grupos de agentes em determinados setores. Um esquema que explica esta relação entre a concessionária e o agente regulador é proposto pela teoria do *agente-principal*, que estabelece conjecturas referentes aos problemas de assimetria de informação enfrentados pelo agente ou pelo principal. Uma das contribuições seminais a teoria foi o trabalho de Akerlof (1970) que modela o problema da assimetria de informação referente a qualidade de um bem. Como a regulação envolve a interação estratégica entre agentes econômicos, a teoria da regulação econômica é constituída basicamente por fundamentos microeconômicos.

Como conceito básico, a regulação econômica pode ser descrita como o estabelecimento de regras e normas de conduta para regular atos ou conjunto de atos

econômicos. Diferente de condutas intervencionistas de autoridades fiscais a agência reguladora delimita ações econômicas de empresas e organizações com o objetivo de evitar atitudes oportunistas. Em grande parte das economias contemporâneas a regulação econômica é exercida por agências reguladoras que agem com mecanismos de incentivo que promovem o engajamento de empresas a atuarem de maneira competitiva em setores com elevada concentração na produção e distribuição de bens e serviços. Em resumo, a atribuição da agência reguladora é a de estabelecer regras e normas de conduta do agente regulado que tenham em consideração a maximização do bem-estar econômico. Essas normas devem implementar desenhos de mecanismos de incentivo e punição de forma a fazer com que os agentes econômicos tomem decisões que conduzem a economia como um todo a um resultado de máximo bem-estar econômico e social possível.

Dentro da teoria da regulação econômica um conceito fundamental para legitimar a regulação de determinados setores é o de monopólio natural. Este conceito ajuda a compreender por que a conduta de agentes de determinados setores deve ser avaliada, controlada e coordenada por uma agência de regulação. Quando a estrutura de mercado uma indústria é constituída por apenas uma única firma ofertante de determinado bem ou serviço e, por grande número de consumidores, denomina-se o setor como monopólio.

Uma noção importante na definição de monopólio natural é a de escala mínima de eficiência (EME), que pode ser definida como o nível de produção que mini-

miza o custo unitário (custo médio) de longo prazo e; quando se compara ao tamanho do mercado, pode-se definir de modo objetivo, que a indústria pode ser ou não dominada por um monopólio natural. Neste caso, um monopólio natural se caracteriza como tal, quando a EME é maior que o mercado relevante. Relaxando este aspecto pode-se afirmar que quando a escala mínima de eficiência da empresa é maior que pelo menos a metade da demandada de mercado ao preço igual ao custo variável médio, torna-se mais eficiente a existência de apenas uma empresa ofertante do que duas ou mais empresas atuando nesta indústria.¹

Empresa Referência e Benchmarking

Na seção anterior, mostrou-se que o problema do agente-principal é relevante para compreender e implementar mecanismos de incentivo para dirimir a assimetria de informação e as atitudes oportunistas. Neste trabalho, o *principal* é a agência reguladora, que representa os interesses da sociedade, e o agente é a concessionária de energia elétrica comprometida em prestar um serviço de qualidade a um preço justo². Na relação entre *agente-principal*, o *principal* contrata o *agente* para produzir ou executar um determinado bem ou serviço aos consumidores ou usuários. A qualidade e a quantidade no fornecimento deste serviço ou bem deve afetar o bem-estar econômico de todos os agentes (consumidores e produtores) participantes deste mercado. Muitas vezes o agente contratado atua de forma oportunista oferecendo um serviço mais caro ou de qualidade inferior, para evitar estas atitudes oportunistas, o *principal*

⁽¹⁾ Uma abordagem mais rigorosa nas definições microeconômicas, aqui utilizadas, pode ser encontrada nos manuais tradicionais de microeconomia: Kreps (1990), Mas-collel et al (1995) e Varian (1992) e Kupfer (2002).

⁽²⁾ O princípio da modicidade tarifária é derivado da ideia de preço justo ou módico.

⁽³⁾ Em Macho-Stadler & Pérez-Castrillo (1997) consegue-se aprofundar conceitos e modelos que aplicam a teoria do agente-principal.

cria mecanismos de incentivo e punição para que o agente revele o seu verdadeiro esforço ao prover o serviço de utilidade pública.³

Nos primeiros dois ciclos de revisão tarifária aplicados no setor elétrico brasileiro⁴, a exigência por uma prestação de serviço de distribuição de energia elétrica eficiente e de qualidade foi elaborado por determinações teóricas de metas e procedimentos ditos eficientes derivados pela definição de uma empresa eficiente, chamada de empresa de referência.

A regulação da Agência Nacional de Energia funciona com a obtenção de informações e dados fornecidos pela própria distribuidora de energia elétrica regulada. Assim, a cada revisão tarifária, a ANEEL avalia a base de ativos da concessionária de energia elétrica e compara com a empresa de referência. Amarante & Albuquerque (2010) sugerem que:

Na descrição desta potencial concorrente, Empresa Referência, são definidos os custos operacionais e de manutenção que devem ser gastos pela concessionária que sofre o processo de revisão tarifária, ou seja, a empresa que distribui energia elétrica deve ser ao menos tão eficiente quanto a Empresa de Referência.

No entanto, a partir do terceiro ciclo de revisão tarifária, a ANEEL adotou novas regras e procedimentos em relação a qualidade do fornecimento dos serviços e nova metodologia para a regulação do setor elétrico. A principal alteração no processo de regulação foi o abandono da *Empresa Referência* e adoção de uma empresa real ou a *Empresa benchmark* do setor. A *Empresa benchmark* deve se destacar em algumas características e sinalizar ao regulador as metas a serem seguidas pelas outras empresas do setor. A metodologia de Benchmarking aplica modelos matemáticos e econométricos conhecidos como *Data Envelopment Analysis* (DEA) e Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (COLS) para definir empresas benchmark para cada qualidade do serviço prestado.

Cabe destacar que neste trabalho não pretende definir uma empresa na fronteira da eficiência administrativa, mas sim obter agrupamentos que podem servir de suporte para estudos sobre *benchmarking* no setor de energia elétrica no Brasil.

Definição do organograma e o impacto sobre a restrição orçamentária.

Uma organização ou empresa apresenta um organograma como ferramenta formal que descreve sinteticamente a estrutura administrativa. No organograma pode-se observar a ordem hierárquica de comando da empresa. Em um organograma completo em cada caixa de comando pode ser descrito claramente as funções de cada componente da estrutura administrativa da empresa e gerências e sub-gerências subordinadas.

Uma concessionária de energia elétrica presta serviços que exigem inúmeras atividades que formam processos complexos e numerosos. A complexidade e o volume de serviços prestados requerem uma estrutura organizacional desagregada em ordem hierárquica de comando, como por exemplo, no nível superior de comando está o conselho de administração seguido da presidência, diretorias, departamentos até os níveis mais baixos de comando como as divisões e supervisões.

Segundo SRE/ANEEL (2007, p. 43), a estrutura organizacional da distribuidora de energia elétrica deve possibilitar o cumprimento de todas as atividades específicas requeridas pelos consumidores com qualidades exigidas no contrato de concessão e por normativas deliberadas pelo órgão regulador.

Na nota técnica (NT) SRE/ANEEL (2007, p. 43) a agência reguladora definiu nove organogramas típicos⁵ que determinaram na época uma restrição aos gastos administrativos de uma distribuidora típica ou Empresa Referência. A ANEEL sugeriu a adoção por parte das distribuidoras de um dos organogramas típicos de acordo com as diferentes características que elas apresentaram. A sugestão do regulador determinou o valor de recursos financeiros aos gastos administrativos de cada distribuidora de energia elétrica. Nesta NT a ANEEL apresentou um organograma esquemático médio das concessionárias.

No organograma da administração central, consta as principais funções da direção e da gerência de uma concessionária de distribuição de energia elétrica. A ANEEL (Nota Técnica nº 352/2007-SRE/ANEEL) escolheu adotar os modelos de Organograma Vertical que estruturam de forma hierárquica os níveis de au-

toridade. A estrutura do organograma esquemático é replicada para os organogramas típicos.

3. Metodologias aplicadas à definição de Clusters

A identificação e formação dos agrupamentos foi encontrada e organizada utilizando-se o *software R*, esse processa algoritmos que aglomeram de elementos semelhantes. O processamento para formação dos *clusters* foram obtidos a partir de métodos hierárquicos, como o *Single Linkage*, *Complete Linkage* e *Ward*, e não hierárquicos, mais especificamente o método de *k-means* (k-médias).

Os métodos hierárquicos agrupam elementos de acordo com suas semelhanças (método aglomerativo) ou dividem os elementos de acordo com suas diferenças (método de divisão). Em ambos os métodos, as associações (ou separações) são feitas por etapas. Por exemplo, agrupa-se primeiro os elementos mais próximos, formando-se assim pequenos grupos e, em cada etapa subsequente, juntam-se os elementos mais próximos de cada grupo. Assim, o número de grupos diminui à medida que uma distância cada vez maior é considerada.⁶

Segundo Hair et al (2005), o método de Ward consiste em um procedimento de agrupamento hierárquico no qual a medida de similaridade usada para juntar agrupamentos é calculada como a soma de quadrados entre os dois agrupamentos feita sobre todas as variáveis. Esse método tende a resultar em agrupamentos de tamanhos aproximadamente iguais devido a sua minimização de variação interna. Em cada estágio, combinam-se os

⁽⁴⁾ DNAEE (1985) é uma obra seminal sobre os fundamentos do setor elétrico brasileiro. Neste livro encontra-se com detalhes as características, o funcionamento e os procedimentos técnicos do sistema elétrico brasileiro.

⁽⁵⁾ Ver Anexo.

⁽⁶⁾ Johnson & Wichern (1998). Sobre métodos de agrupamento, ver também, Hair, Anderson, Tatham & Black (2005) capítulo 9.

dois agrupamentos que apresentem menor aumento na soma global de quadrados dentro dos agrupamentos. Este método busca minimizar as perdas de informação, que são representadas pelo aumento da soma do quadrado dos erros – *ESS* (*sum of square errors*). Dessa forma, cada grupo tem um *ESS_i*, que é a soma dos desvios de cada elemento do grupo da média do grupo elevada ao quadrado, onde *k* é o número de grupos. *ESS* seria a soma do quadrado dos desvios de todos os grupos como: $ESS = ESS_1 + ESS_2 + \dots + ESS_i + \dots + ESS_k$. Logo, a cada etapa, é considerada a união de todos os possíveis pares de grupos e os dois grupos que resultam no menor acréscimo do *ESS* são unidos, em seguida são formados três grupos e assim por diante.

Além disso, foram aplicados métodos não hierárquicos, mais especificamente, o método de *k*-médias. Este método inicialmente agrupa aleatoriamente os elementos em *k* grupos previamente estabelecidos. Então, é calculada a média (Centroide) de cada gru-

po, geralmente por distância euclidiana. Na próxima etapa, o elemento mais próximo à média de certo grupo (centroide) é removido para este grupo. As médias do grupo que ganhou um elemento, a cada passo, são recalculadas, e o mesmo acontece com os grupos que perdem elementos. O processo se repete até que não haja mais movimentação entre os grupos.⁷

4. Estudo comparado de agrupamentos

A ANEEL em NT 352/2007 propôs o agrupamento das empresas nos *clusters* apresentados na Tabela 1. Naquele momento a agência não havia apresentado as informações utilizadas e qual a metodologia aplicada na formação dos agrupamentos o que dificultou a reprodução dos resultados pelas distribuidoras participantes do processo de revisão tarifária. Os clusters apresentados pela ANEEL foram os seguintes:

Cluster	Empresas
Cluster 1	CEMIG e ELETROPAULO
Cluster 2	COELBA, COPEL, CPFL-PAULISTA e LIGHT
Cluster 3	AMPLA, CELG, CELPE, COELCE, ELEKTRO
Cluster 4	AES SUL, CEEE, CELESC, CELPA, CEMAR, CPFL-PIRATININGA, EBE, ESCELSA e RGE
Cluster 5	CEAL, CEB, CEMAT, CEPISA, COSERN, ENERSUL e SAELPA
Cluster 6	CELTINS, CERON, CFLCL, ENERGIPE e MANAUS ENERGIA
Cluster 7	CAIUÁ, CELB, CLFSC, CNEE, EEB, EEVP e ELETROACRE
Cluster 8	BOA VISTA, CENF, CFLO, CHESP, CJE, CLFM, COCEL, COOPERALINÇA, CPEE, CSPE, DEMEI, DMEPC, ELETROCAR, ELFSM, IGUAÇU ENERGIA e SULGIPE
Cluster 9	EFLJC, EFLUL, FORCEL, HIDROPAN, MUXFELDT e UHENPAL

Tabela 1. Clusters Apresentados na Nota Técnica 352/2007

Fonte: ANEEL – NT n° 352/2007-SER/ANEEL de 12/12/2007.

⁽⁷⁾ Neste trabalho foram pré-definidos 5 grupos como dado de entrada, de modo a confrontar de forma coerente com os clusters determinados pela ANEEL. Em anexo são apresentados o resultado do método de *k*-médias.

Ao constatar uma grande diferença entre a estrutura da Celesc Distribuição e a definida pelo agrupamento (Cluster) definido pela agência reguladora, alguns técnicos decidiram realizar estudo para verificar os agrupamentos de acordo com os atributos listados pela ANEEL em NT n° 352/2007-SER/ANEEL: consumidores e energia requerida da classe de consumo residencial, áreas de concessão, números de transformadores, extensão das redes e as quantidades de subestações⁸.

Após organização e compilação dos dados, com o propósito de que não ocorresse nenhuma distorção no resultado devido às diferentes origens e medidas, eles foram padronizados, de forma a dar peso igual a todas as variáveis.⁹ Em análise preliminar dos dados foi possível verificar a grande diferença entre a Celesc Distribuição e as demais empresas do *cluster* 4. A Celesc Distribuição possui um mercado que é aproximadamente o dobro de todas as outras empresas presentes no *cluster* 4.

Empresas	Cluster 2008	Cluster 2016	Distância da Celesc 2008	Distância da Celesc 2016	Empresas	Cluster 2008	Cluster 2016	Distância da Celesc 2008	Distância da Celesc 2016
ELEKTRO	3	3	11,742	15,139	COSERN	5	5	49,854	33,652
CELPE	3	3	20,899	21,280	SAELPA**	5	5	49,954	32,770
AMPLA*	3	3	26,122	13,927	ENERSUL**	5	5	51,71	40,558
COELCE*	3	3	26,769	14,028	COPEL	2	2	51,998	63,912
RGE*	4	5	34,204	28,905	CEB	5	5	54,913	41,632
EBE*	4	-	35,165	-	CEPISA	5	5	55,787	39,368
CPFL - PIRATININGA	4	5	36,119	31,190	CEAL	5	5	57,37	44,670
LIGHT	2	3	37,944	33,832	CELG**	3	3	58,852	39,139
AES SUL*	4	2	38,289	28,905	COELBA	2	2	66,475	93,715
CEEE	4	4	39,226	26,724	CEMAT	5	2	77,664	71,129
ESCELSA*	4	-	39,499	-	ELETROPAULO	1	2	90,391	99,201
CPFL - PAULISTA	2	2	45,305	40,350	CELPA	4	2	101,108	94,059
CEMAR	4	3	46,215	26,294	CEMIG	1	1	148,068	149,156

Tabela 2. Distâncias Euclidianas da Celesc Distribuição para as demais Empresas.

Fonte: Amarante & Albuquerque (2010) para informações do ano de 2008.

(*) ENEL RJ, ENEL CE, RGE SUL (Fusão RGE + AES SUL), EDP Portugal; (**) Energisa PB, EMS (Energia Matogrosso do Sul), ENEL GO são as denominações das empresas no ano de 2016. (#) Ausência de informações para o ano de 2016.

⁽⁸⁾ Os dados foram obtidos de relatórios de gestão e sustentabilidade nos sites das concessionárias, notas técnicas de reajustes e revisões tarifárias e do banco de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

⁽⁹⁾ Dados em Anexo.

Para demonstrar a proximidade da Celesc Distribuição com outras empresas, foram calculadas as distâncias euclidianas¹⁰ entre as concessionárias. O resultado das distâncias entre a Celesc Distribuição e as demais empresas encontra-se na **Tabela 2** para os anos de 2008 e 2016.

Nota-se que, mesmo aplicando os métodos de agrupamento aos dados de 2016 Celesc Distribuição S.A. continua tendo maior similaridade com as qua-

tro primeiras concessionárias, hierarquizadas pela distância, listadas na **Tabela 1**. Lembrando que as 4 empresas semelhantes a Celesc D pertencem ao **Cluster 3** contrariando novamente o posicionamento da Celesc Distribuição no **Cluster 4** como proposto pela ANEEL. Portanto, nesta análise para os anos de 2008 e 2016, mostra a continuidade da disparidade da Celesc D em relação às outras empresas do grupo 4, proposto pela agência.

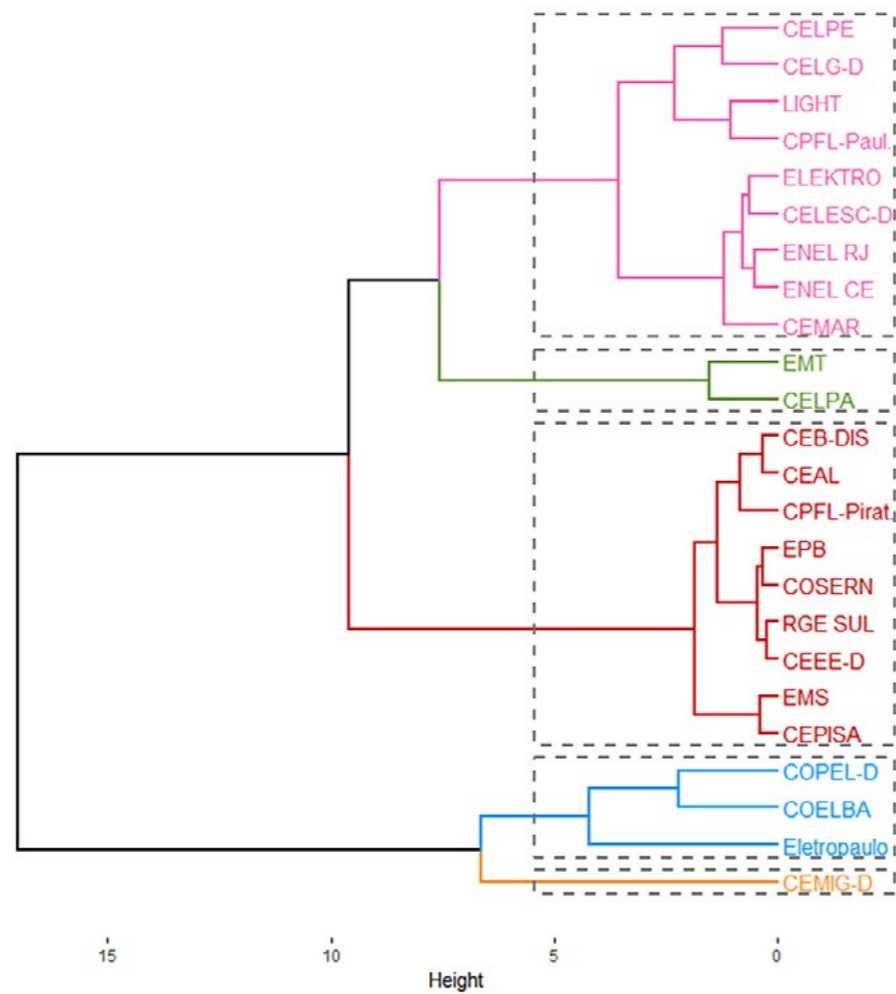


Figura 2. Resultado para o método Ward utilizando-se todas as variáveis.

⁽¹⁰⁾ A distância euclidiana pode ser definida como a distância linear entre dois pontos de p dimensões. Esta métrica de distância serve como medida de dissimilaridade entre dois elementos com p características. O algoritmo matemático pode ser expresso como:

$$d(x, y) = \sqrt{(x_1 - y_1)^2 + (x_2 - y_2)^2 + \dots + (x_p - y_p)^2}$$

Onde x e y são dois pontos em uma dimensão de p características.

Na **Figura 2**, pode-se observar o dendrograma obtido pelo método Ward utilizando-se todas as variáveis padronizadas de área, número de consumidores, energia requerida, extensão da rede, número de transformadores e número de subestações para o ano de 2016.

Entretanto, constata-se que a variável área apresenta um elevado desvio padrão, isso corrobora com o a baixa correlação que este atributo possui em relação aos demais, inclusive entre as empresas do mesmo cluster observa-se que a variabilidade é elevada. Os resultados obtidos podem acabar distorcidos. Com a

possibilidade desta variável não ser estatisticamente significativa para a identificação de semelhança entre distribuidoras do mesmo cluster, foi realizado o mesmo procedimento excluindo a variável área. O resultado é apresentado na **Figura 3**.

Em um primeiro nível, o mais alto, observa-se a existência de dois **clusters** nas **Figuras 2 e 3**, o primeiro de cor amarela e azul, e o segundo de cor vermelha, verde e rosa. Nas figuras nota-se que, com exceção de algumas distribuidoras, as demais estão agrupadas semelhantemente em ambos dendrogramas.

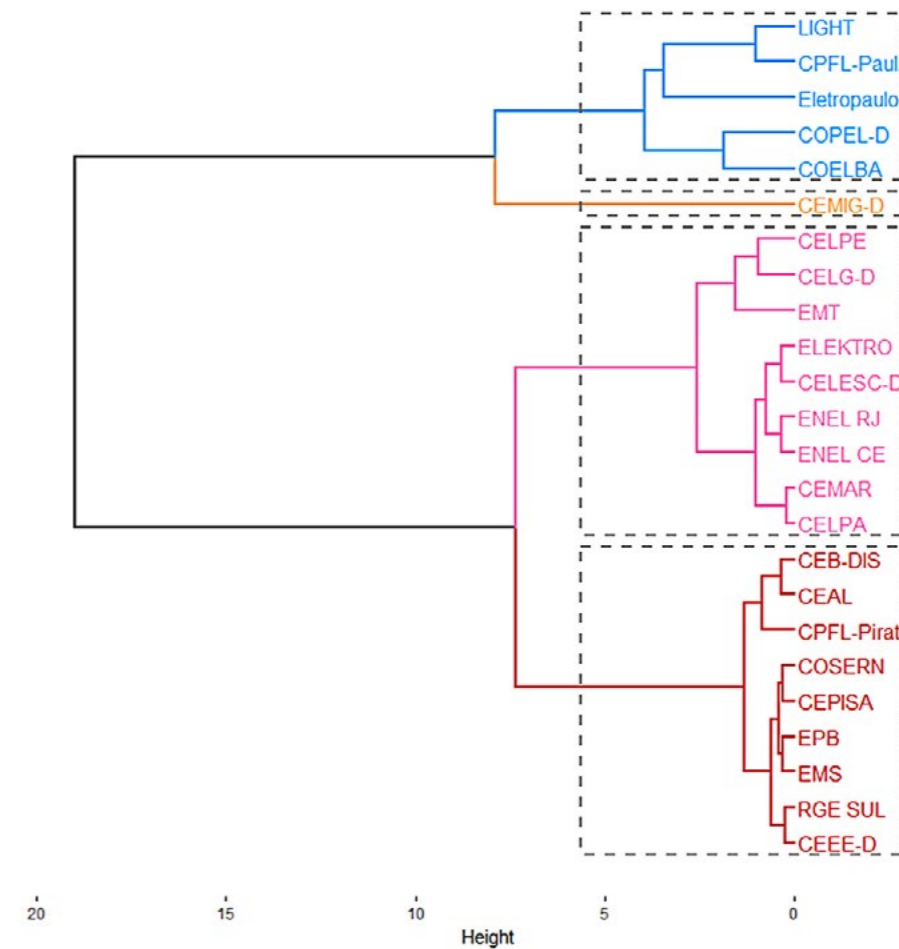


Figura 3. Resultado para o método Ward excluindo a área.

Inicialmente, com a utilização de todas as variáveis, obtêm-se cinco *clusters* distintos, onde a Cemig destaca-se por ser ela própria um cluster; ela é próxima do cluster formado pelas empresas Coelba, Copel e Eletropaulo. Ao se retirar o efeito área, as empresas CPFL Paulista e Light que já eram um *subcluster* passam a ser membros desse grupo e possuir alta correlação com a Eletropaulo.

O cluster verde formado por EMT e Celpa passam a integrar o grupo rosa, após a retirada da área estas empresas que tinham semelhanças suficientes para estarem correlacionadas diretamente, passam a ter uma distância considerável.

A retirada do efeito da variável área forma um agrupamento de quatro *clusters*. Esta abordagem dá maior peso às diferenças entre os grupos e elas são mostradas de uma forma direta. Ela acabou por contemplar, as diferenças entre os 5 grupos estudados – Os grupos 1 e 2 sob as cores amarela e azul, o grupo 3 junto com a Celesc inteiramente na cor rosa e alguns do grupo 4 também nesta cor. O cluster vermelho formado por empresas dos grupos 4 e 5 sofre alterações mínimas.

Nas duas análises, a Celesc Distribuição encontra-se posicionada no cluster rosa ligado às empresas Celpe, Celg, Cemar, Elektro, Enel CE e Enel RJ. Todas estas empresas, com exceção da Cemar encontram-se no cluster 3 apresentado pela ANEEL. Verifica-se também que no cluster 3 as empresas Celesc D, Elektro, Enel CE e Enel RJ são mais semelhantes entre si (formam um *subcluster*) e que as empresas Celg e Cemar ficam sempre próximas a este *subcluster*. Observa-se uma proximidade das empresas do grupo 3 referente ao agrupamento da ANEEL tanto na figura 1 quanto na figura 2 (*cluster rosa*).

5. Considerações finais

Neste estudo buscou-se reforçar a posição da Celesc D em um agrupamento de empresas de grande porte no setor de distribuição de energia elétrica e ao utilizar dados atualizados do ano de 2016 sobre as empresas relevantes do setor pode-se enquadrar definitivamente a concessionária Celesc D no agrupamento 3º maior de quadro administrativo.

O estudo demonstrou de maneira rigorosa que a concessionária Celesc Distribuição tem uma maior similaridade com os elementos do *cluster* 3 do quadro proposto pela ANEEL. Todos os métodos de agrupamento foram aplicados a dados e agentes sugeridos e listados pela agência reguladora. Neste caso é incontestável que a concessionária poderia ter sido inserida em grupo errado (*cluster* 4). Portanto, tem uma operação semelhante às do cluster 3, ao qual apresenta uma estrutura organizacional do escritório central maior e mais dispendiosa, logo a receita requerida pela concessionária será maior. Nesta posição a Celesc D receberá mais recursos financeiros na forma de tarifa do que posicionada no cluster 4, como sugeria a ANEEL.

Em relação a análise dos agrupamentos, pode-se dizer que nos *Clusters* da ANEEL 1, 2 e 3 as variáveis predominantes foram o a energia requerida e número de consumidores residenciais. Neles estão todas as empresas com mais de 2 milhões de consumidores residenciais e consumo maior do que 3,1 milhões de MWh. As variáveis área, km rede e número de transformadores não foram predominantes para diferenciar esses clusters, contudo se elas fossem consideradas, a Celesc estaria entre eles, pois é a 10ª em transformadores, e a 8ª em km de rede no ano de 2016. Ao utilizar o método de k-médias os resultados corroboram com os resultados obtidos por outros métodos hierárquicos apresentados acima.

Referência Bibliográfica

AKERLOF, George A. The Market for “Lemons”: Quality Uncertainty and the Market Mechanism. *The Quarterly Journal of Economics*. V. 84, N. 3. 1970.

ALBUQUERQUE, C. L.; AMARANTE, A. Métodos de agrupamentos (clusters) aplicados às concessionárias de energia elétrica no Brasil em 2008: Celesc Distribuição S.A. versus ANEEL. *IV Encontro de Economia Catarinense*, APEC, 2010.

ANEEL. Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais; detalhamento do modelo de empresa referência. Brasília: Superintendência de Regulação Econômica, NT nº 352/2007- SER/ANEEL, 12 de dezembro, 2007.

HAIR, J.F.; ANDERSON, R.E.; TATHAM, R.L.; & BLACK, W.C. *Análise Multivariada de Dados*. 2a. edição. Porto Alegre: Bookman, 2005.

JOHNSON, Richard A., WICHERN, Dean W. *Applied Multivariate Statistical Analysis*. 4 ed. Prentice Hall, New Jersey, 1998.

DNAEE. Nova tarifa de energia elétrica; metodologia e aplicação. Brasília, 1985.

MACHO-STADLER, Inés & PÉREZ-CASTRILLO, J. David. *An Introduction to the economics of information: incentives and contracts*. New York: Oxford University Press, 1997.

MAS-COLLEL, A; WHINSTON, M; GREEN, J. *Microeconomic Theory*. New York: Oxford University Press, 1995.

KREPS, David M. *A course in Microeconomic Theory*. Harlow-Essex: Pearson Education Ltda, 1990.

KUPFER, David. *Economia industrial; fundamentos teóricos e práticos no Brasil*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

VARIAN, Hal R. *Microeconomic Analysis*. 3 ed. New York: Norton, 1992.

CIER
COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

21 al 23 de Agosto
Montevideo, Uruguay

SYMPOSIUM REDES Y CIUDADES INTELIGENTES
Una red inteligente para una ciudad y ciudadanos inteligentes

SAVE THE DATE

Actividades del Symposium: paneles con especialistas internacionales, exhibición y feria, ponencias, cursos tutoriales, start ups y proyectos de innovación.

SU EMPRESA PUEDE SER PARTE DE ESTA PUBLICACIÓN

Más de 30 años de experiencia
en la difusión de material informativo y académico

- ✓ Prestigio y confianza
- ✓ Información fiable y oportuna
- ✓ Informes de calidad
- ✓ Al servicio de las empresas del sector
- ✓ Distinguidos colaboradores

+ de 6500
Destinatarios

América Latina, Centro América y El Caribe,
España y Portugal.

De los cuales

+ de 1500

Son contactos gerenciales y de la alta dirección.

+ de 250

Empresas, organismos y entidades que son miembros de la CIER.

Solicite el Media Kit con toda la información de nuestra publicación detallada a jkaufman@cier.org