

79
EDICIÓN

DICIEMBRE 2018

REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía

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





Ing. Tulio Marcus Machado Alves
Director Ejecutivo de la CIER



El año 2018 fue un año de muchas transformaciones para la CIER, marcado principalmente por un cambio en la Mesa Directiva y en la Dirección Ejecutiva. Cabe señalar, además, la consolidación del nuevo modelo de organización por medio de la contratación del Gestor de Portafolio y Segmentos de Mercado, y de los Coordinadores de Generación y de Distribución.

Entre los principales logros ejecutivos alcanzados durante este año, podemos destacar los siguientes:

- Atender los objetivos estratégicos del organismo.
- Avances para consolidar el modelo de organización.
- Trabajo de relacionamiento y expectativas promisorias con la banca multilateral.
- Búsqueda de incremento en la base de asociados.
- Logros de la Mesa Directiva y del Bracier para revertir el proceso de pérdida de representatividad de este Comité.
- Trabajo del grupo de integración de la zona MERCOSUR.

O ano de 2018 foi um ano de muitas transformações para a CIER, marcado principalmente por uma mudança no Conselho Diretivo e na Diretoria Executiva. Deve-se destacar, também, a consolidação do novo modelo organizacional, por meio da contratação do Gestor de Portfólio e Segmentos de Mercado e dos Coordenadores de Geração e Distribuição.

Entre as principais conquistas executivas realizadas neste ano, podemos destacar as seguintes:

- Atender aos objetivos estratégicos da organização.
- Avanços para consolidar o modelo organizacional.
- Trabalho de relacionamento e expectativas promissoras com o sistema bancário multilateral.
- Busca de aumento na base dos associados.
- Conquistas do Conselho Diretivo e do Bracier para revertir o processo de perda de representatividade deste Comitê.
- Trabalho do grupo de integração da zona do MERCOSUL.

- Visita a Chile buscando la incorporación de instituciones y empresas del país, así como el acercamiento con organismos del sector, con el objetivo de volver a tener un Comité Nacional Chileno.
- Búsqueda de cooperaciones estratégicas con reguladores e instituciones de enseñanza (ejemplo de ANEEL – Brasil).

En cuanto a los principales hitos correspondientes a los proyectos, estudios, informes, eventos y capacitación, se pueden destacar:

- La concreción del Hub del Conocimiento.
- Realización de 5 seminarios, congresos internacionales y talleres internacionales, jornadas de Energía sobre integración energética y energías renovables distribuidas.
- 75 empresas participaron del Proyecto CIER - 06 Calidad de Servicio.
- Con la participación de 14 empresas, se realizó el informe final del proyecto CIER - 11 AOM en Transmisión.
- 46 empresas participaron del proyecto CIER - 12 – ERSC, entregándose 10 Premios a la Calidad.
- Se dio por concluido el Proyecto CIER – 19 Portal de Mercados.
- Gestión y operación del Proyecto CIER - 20 SIGER ATLAS.
- 60 empresas de 12 países participaron del informe y encuesta de Tarifas en Distribución, destacándose el lanzamiento de su sitio web.

- Visita ao Chile à procura da incorporaco de instituioes e empresas do pas, bem como da aproximao com organizaoes do setor, com o objetivo de ter um Comitê Nacional Chileno.
- Busca de cooperao estratêgica com reguladores e instituioes de ensino (exemplo da ANEEL - Brasil).

Em relao aos principais projetos, estudos, relatrios, eventos e treinamentos, destacam-se:

- A concretizao do Hub do Conhecimento.
- Realizao de cinco seminrios, congressos internacionais e workshops internacionais, jornadas de energia sobre a integrao energêtica e energias renovveis distribudas.
- 75 empresas participaram do Projeto CIER - 06 Qualidade de Servio.
- Com a participao de 14 empresas, foi elaborado o relatrio final do projeto CIER - 11 AOM na Transmisso.
- 46 empresas participaram no projeto CIER - 12 - ERSC, entregando 10 Prêmios à Qualidade.
- O Projeto CIER - 19 Portal de Mercados foi encerrado.
- Gesto e operao do Projeto CIER - 20 SIGER ATLAS.
- 60 empresas de 12 pases participaram do relatrio e levantamento de Tarifas em Distribuo, destacando o lanamento do seu Website.

- 81 empresas de 14 países participaron del informe y encuesta regional de salud y seguridad en el trabajo.
- 40 empresas de 12 países participaron de la encuesta e informe regional de calidad de gestión de recursos humanos en el sector eléctrico
- Actividades del Grupo de Trabajo de Operadores y Administradores de Mercado GT O&AM.
- Se realizó el informe técnico sobre mejores prácticas en salud y seguridad expuestas en el X SISE de Belo Horizonte en 2018.
- Se entregaron becas anuales en conjunto con la AISS de Alemania.
- Se realizaron 45 cursos a distancia en los cuales participaron 516 alumnos, con un índice de satisfacción del 94% promedio.
- Se realizó el estudio sobre ciberseguridad en el sector eléctrico, un trabajo en conjunto con el BID del que participaron 49 empresas y cuyos resultados fueron presentados en un Taller sobre ciberseguridad desarrollado en el mes de octubre en Montevideo.
- 81 empresas de 14 países participaram do relatório e pesquisa regional sobre saúde e segurança no trabalho.
- 40 empresas de 12 países participaram da pesquisa e relatório regional sobre a qualidade da gestão de recursos humanos no setor elétrico.
- Atividades do Grupo de Trabalho de Operadores e Administradores de Mercado GT O&AM.
- Foi feito o relatório técnico sobre as melhores práticas em saúde e segurança exposto no X SISE de Belo Horizonte em 2018.
- Bolsas de estudo anuais foram concedidas em conjunto com a AISS da Alemanha.
- 45 cursos à distância foram realizados, dos quais 516 alunos participaram, com uma taxa média de satisfação de 94%.
- Foi realizado o estudo sobre segurança cibernética no setor elétrico, um trabalho conjunto com o BID, do qual participaram 49 empresas e cujos resultados foram apresentados em um Workshop sobre cibersegurança desenvolvido em outubro em Montevideú.

De esta forma el año de 2019 se presenta como un año muy prometedor, repleto de nuevos desafíos: el más importante será seguir trabajando arduamente con el objetivo de generar valor agregado a nuestros asociados y a todos los que participan de las actividades de CIER.

Assim, o ano de 2019 é apresentado como um ano muito promissor, repleto de novos desafios: o mais importante será continuar trabalhando intensamente com o objetivo de gerar valor agregado para nossos associados e todos aqueles que participam das atividades da CIER.

Para ello, tenemos prevista la incorporación de nuevos proyectos y eventos:

Proyectos

- **Informe estadístico Regional** (Dashboard - Digital).
- **Base de datos corporativa empresarial:** energética – económica – sectorial.
- **Estudio Regulación de Interconexiones-GT Interconexiones.**
- **Informe de Regulación CIER 08 (G/T/D) – incorporación de Comercialización y Mercado Mayorista.**
- **Proyecto de Investigación Técnica de las demandas por productos y servicios de las empresas miembros de la CIER.**
- **Diagnóstico de la inserción de renovables en América Latina y propuesta de soluciones alternativas.**
- **Diagnóstico del negocio de distribución en el contexto de la generación distribuida y propuestas de soluciones alternativas.**

Para isso, planejamos incorporar novos projetos e eventos:

Projetos

- **Relatório Estatístico Regional** (Dashboard - Digital).
- **Banco de dados corporativo empresarial:** energético - econômico - setorial.
- **Estudo de Regulação de Interconexão - GT Interconexões.**
- **Relatório de Regulação CIER 08 (G/T/D) - Incorporação de Comercialização e Mercado de Atacado.**
- **Projeto de Investigação Técnica das demandas por produtos e serviços das empresas associadas da CIER.**
- **Diagnóstico da inserção de energias renováveis na América Latina e proposta de soluções alternativas.**
- **Diagnóstico do negócio de distribuição no contexto de geração distribuída e propostas de soluções alternativas.**

Eventos

- **Taller de Integración** - Desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en Latinoamérica, a realizarse en abril en Cusco, Perú.
- **Simposio Internacional de Redes y Ciudades Inteligentes**, a realizarse del 6 al 7 de mayo de 2019 en Montevideo, Uruguay.
- **XI SISE** – Simposio Internacional de Seguridad Eléctrica, a realizarse del 16 al 18 de mayo en Cochabamba, Bolivia.
- **SIGAT - Gestión de Activos de Transformadores**, a realizarse del 4 al 6 de junio en Medellín, Colombia.
- **II Seminario Internacional - Remuneración de la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica y su Regulación en la Era de la Energía Inteligente**, a realizarse el 12 y 13 de junio en Bogotá, Colombia.
- **CIERTEC**, a realizarse del 20 al 25 de julio en Brasil.
- **SICESD - Seminario Internacional Caminos para la Excelencia en los servicios de Distribución y Relacionamento con los Clientes**, a realizarse en agosto de 2019 en Perú.

Eventos

- **Workshop de Integração** - Desenvolvimento de Energias Renováveis Não Convencionais (ERNC) na América Latina, a ser realizado em abril em Cusco, Peru.
- **Simpósio Internacional de Redes e Cidades Inteligentes**, a ser realizado de 6 a 7 de maio de 2019, em Montevideú, Uruguai.
- **XI SISE** - Simpósio Internacional de Segurança Elétrica, a ser realizado de 16 a 18 de maio em Cochabamba, Bolívia.
- **SIGAT - Gestão de Ativos de Transformadores**, a ser realizado de 4 a 6 de junho em Medellín, Colômbia.
- **II Seminário Internacional - Remuneração da Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica e sua Regulamentação na Era da Energia Inteligente**, a ser realizado nos dias 12 e 13 de junho em Bogotá, Colômbia.
- **CIERTEC**, a ser realizado de 20 a 25 de julho no Brasil.
- **SICESD - Seminário Internacional Caminhos para a Excelência nos Serviços de Distribuição e Relacionamento com os Clientes**, a ser realizado em agosto de 2019 no Peru.

- **COSMER - Operación de Sistemas y Mercados de Energía**, a realizarse del 5 al 10 de setiembre en Medellín, Colombia.
- **II Seminario Internacional de Recursos Humanos**, a realizarse el 18 y 19 de setiembre en algún país de Centroamérica o República Dominicana.
- **Jornada de Integración Energética - Análisis de Avance de la Integración en la Región**, en Foz de Iguazú.
- **54ª Reunión de Altos Ejecutivos – RAE** - a realizarse en noviembre en Quito.

- **COSMER - Operação de Sistemas e Mercados de Energia**, a ser realizado de 5 a 10 de setembro em Medellín, Colômbia.
- **II Seminário Internacional sobre Recursos Humanos**, a ser realizado nos dias 18 e 19 de setembro em um país da América Central ou na República Dominicana.
- **Conferência sobre Integração Energética - Análise do Avanço da Integração na Região**, em Foz do Iguazu.
- **54ª Reunião de Altos Executivos - RAE** - a ser realizada em novembro, em Quito.

Quiero aprovechar esta instancia también para desearles felices fiestas y un próspero año nuevo. Esperamos que el 2019 nos encuentre compartiendo y gestionando conocimiento en alguna instancia que la CIER proponga.

¡Hasta el año que viene!

Quero aproveitar esta oportunidade para lhes desejar boas festas e um próspero ano novo. Esperamos que em 2019 continuemos a compartilhar e gerenciar conhecimento em algum encontro proposto pela CIER.

Até o próximo ano!

NOTICIAS INSTITUCIONALES

10 **BID y CIER organizan con éxito el primer taller de ciberseguridad en el sector eléctrico en América Latina y El Caribe**

BID e CIER organizam com sucesso o primeiro workshop sobre segurança cibernética no setor elétrico na América Latina e no Caribe

12 **CIER participa del II Foro Técnico Regional de Planificadores Energéticos organizado por CEPAL**

CIER participa do II Fórum Técnico Regional de Planejadores de Energia organizado pela CEPAL

15 **53ª edición de la Reunión de Altos Ejecutivos de la CIER**

53ª edição do Encontro de Executivos Seniores do CIER

18 **Entrega de Premios CIER de Calidad – Satisfacción de Clientes 2018**

Entrega dos Prêmios CIER de Qualidade - Satisfação do Cliente 2018

21 **Autoridades de CIER presentes en el SENDI 2018**

Autoridades da CIER presentes no SENDI 2018

23 **Designación de nuevas autoridades de la CIER**

Nomeação de novas autoridades da CIER

25 **Taller Vision Zero en las oficinas de CIER**

Workshop Vision Zero nos escritórios da CIER

26 **CIER participa de la III Semana de la Energía**

A CIER participa da III Semana da Energia

Diciembre 2018

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

ARTÍCULOS TÉCNICOS

Artículos premiados en el CIDEL – Congreso Internacional de Distribución Eléctrica

29 Evaluación de parque de transformadores de medición de AT de una empresa de distribución

Ing. Luciano Enciso – EDENOR S.A

37 High voltage padmount transformer

P.Eng. Jordan Ringash, P.Eng. Matthew de Monye, Project Engineer – MANITOBA HYDRO
With contributions from Partner Technologies Inc. (PTI)

54 Regulación de tensión en redes de distribución con generación distribuida

Diego Acuña, Lidia Davila, Ramiro Escuder, Andres Martinez, Julian Viera – UTE

73 Análisis económico de la generación solar distribuida y de los mecanismos regulatorios de incentivos en Argentina

Dr. Ing. Mauricio Samper, Mg. Ing. Gustavo Coria, Dr. Ing. Mauricio Samper – Instituto De Energía Eléctrica (IEE), UNSJ-CONICET

87 Apply a Wireless Line Sensor System to Enhance Distribution Protection Schemes

Kei Hao, Shankar V. Achanta, Jakob Fowler, David Keckalo – SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC.

105 Sistema de Auto Reconfiguração de Rede com Funcionalidades Avançadas para o Controle e Monitoramento de Sistemas de Distribuição

Daniel Perez Duarte, Marcelo Aparecido Pelegrini, João Carlos Guaraldo, Henrique Kagan, Bruno Hideki Nakata, Clóvis Simões, José Aurélio Porto, José Mário De Souza Melo – SINAPSIS INOVAÇÃO EM ENERGIA, SPIN ENGENHARIA DE AUTOMAÇÃO, CELPE NEOENERGIA

Foto de portada: Gentileza Comité Chileno de la CIER.
Web: www.cier.org

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



BID y CIER organizan con éxito el primer taller de ciberseguridad en el sector eléctrico en América Latina y El Caribe

BID e CIER organizam com sucesso o primeiro workshop sobre segurança cibernética no setor elétrico na América Latina e no Caribe



Los pasados días 25 y 26 de octubre se llevó a cabo en el Hotel Aloft de la ciudad de Montevideo, Uruguay, el primer taller de ciberseguridad en el sector eléctrico en América Latina y El Caribe.

Nos dias 25 e 26 de outubro último, ocorreu no Hotel Aloft, na cidade de Montevideu, Uruguai, o primeiro workshop sobre segurança cibernética no setor elétrico da América Latina e Caribe.



Organizado por el Banco Interamericano de Desarrollo - BID y por la Comisión de Integración Energética Regional - CIER, este taller contó con la presencia de más de 90 asistentes de 14 países de la región, demostrando así el gran interés por la temática abordada.

El taller tuvo como objetivo presentar las realidades actuales de los riesgos sobre los sistemas eléctricos y la respuesta desde el punto de vista regulatorio y empresarial que se está implementando. De esta manera, se construyeron directrices para elaborar un plan de protección y buenas prácticas que permita disminuir los riesgos y minimizar los impactos negativos sobre el sistema y la cadena de producción, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Para ello se contó con la presencia de destacados referentes y expertos a nivel mundial en materia de ciberseguridad de Israel, España, Brasil, Argentina, Colombia y Uruguay. Asimismo, empresas miembro de CIER pudieron compartir sus experiencias con el resto de los asistentes.

Organizado pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID e pela Comissão de Integração Energética Regional - CIER, este workshop contou com a participação de mais de 90 participantes de 14 países da região, demonstrando o grande interesse pelo tema.

O objetivo do workshop foi apresentar as realidades atuais dos riscos nos sistemas elétricos e a resposta do ponto de vista regulatório e comercial que está sendo implementado. Dessa forma, foram elaboradas diretrizes para elaborar um plano de proteção e boas práticas que reduzam os riscos e minimizem os impactos negativos no sistema e na cadeia de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Para isso, contou com a participação de personalidades e especialistas de diferentes partes do mundo no campo da segurança cibernética, como: Israel, Espanha, Brasil, Argentina, Colômbia e Uruguai. Além disso, as empresas associadas da CIER puderam compartilhar suas experiências com o restante dos participantes.

CIER participa del II Foro Técnico Regional de Planificadores Energéticos organizado por CEPAL

CIER participa do II Fórum Técnico Regional de Planejadores de Energia organizado pela CEPAL



El pasado 30 de octubre se llevó a cabo el **II Foro Técnico Regional de Planificadores Energéticos** en la Sede de la CEPAL en Santiago de Chile.

No dia 30 de outubro passado, realizou-se o **II Fórum Técnico Regional de Planejadores de Energia**, na sede da CEPAL, em Santiago, Chile.

El objetivo de este foro fue generar una plataforma de intercambio técnico para reforzar la cooperación entre los países en temas atinentes a la planificación energética regional.

La Delegación de CIER que participó de este evento fue:

- **Ing. Alejandro Sruoga**, Presidente de CIER
- **Ing. Claudio Bulacio**, Secretario Adjunto a la Presidencia de CIER
- **Ing. Túlio Alves**, Director Ejecutivo de CIER
- **Ing. Mauricio Utreras**, Coordinador Internacional de Generación

El evento ha sido organizado para ofrecer a los países de la región, metodologías, instrumentos y herramientas que enfrenten el desafío de "garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos" (ODS 7), y consecuentemente, pretende aportar en el proceso de transformación energética que enfrenta la región.

En el contexto del II Foro Regional, se realizó el evento de "lanzamiento" del proyecto "**Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles – ROSE**", un proyecto de CEPAL bajo la Cuenta para el Desarrollo de las Naciones Unidas. Este proyecto, representa una importante oportunidad para que la región y actores nacionales discutan sobre el estatus y oportunidades para avanzar en la implementación de los objetivos planteados en el ODS7 para el 2030.

O objetivo deste fórum foi gerar uma plataforma de intercâmbio técnico para fortalecer a cooperação entre os países em questões relacionadas ao planejamento energético regional.

A Delegação CIER neste evento foi composta:

- **Eng. Alejandro Sruoga**, Presidente da CIER
- **Eng. Claudio Bulacio**, secretário adjunto da Presidência da CIER
- **Eng. Túlio Marcus Machado Alves**, Diretor Executivo da CIER
- **Eng. Mauricio Utreras**, Coordenador Internacional de Geração da CIER

O evento foi organizado para oferecer aos países da região, metodologias, instrumentos e ferramentas para enfrentarem o desafio de "garantir acesso a energia acessível, segura, sustentável e moderna para todos" (ODS 7), e consequentemente, visa contribuir no processo de transformação energética da região.

No contexto do II Fórum Regional, foi realizado o evento de "lançamento" do projeto "**Observatório Regional de Energias Sustentáveis - ROSE**", projeto da CEPAL no âmbito da Conta de Desenvolvimento das Nações Unidas. Este projeto representa uma importante oportunidade para a região e para os atores nacionais discutirem o status e as oportunidades para avançar na implementação dos objetivos estabelecidos no ODS7 para 2030.



Con el fin de apoyar este proceso, el ROSE fortalecerá las capacidades de los países mediante la definición y análisis de indicadores energéticos que cubrirán las tres dimensiones del SDG7 (el acceso universal a la energía, el impulso a las energías renovables y la duplicación del impacto de la eficiencia energética).

Estos indicadores y su análisis serán una herramienta más para apoyar el desarrollo de nuevas políticas y evaluar el impacto de aquellas que ya han sido implementadas.

Por otro lado, el ROSE proveerá asistencia técnica a los países beneficiarios, promoviendo la cooperación sur-sur.

Finalmente, es importante mencionar que el ROSE será una plataforma que brindará un espacio de diálogo político-técnico para toda la región.

Para apoiar este processo, o ROSE fortalecerá as capacidades de através da definição e análise de indicadores energéticos que cobrirão as três dimensões do ODS7 (acesso universal à energia, promoção de energias renováveis e duplicação do impacto da eficiência energética).

Estes indicadores e sua análise serão outra ferramenta para apoiar o desenvolvimento de novas políticas e avaliar o impacto daqueles que já foram implementados.

Por outro lado, ROSE prestará assistência técnica aos países beneficiários, promovendo a cooperação sul-sul.

Finalmente, é importante mencionar que o ROSE será uma plataforma que proporcionará um espaço para o diálogo político-técnico para toda a região.

53^o edición de la Reunión de Altos Ejecutivos de la CIER

53^a edição do Encontro de Executivos Seniores do CIER



Los pasados días 14, 15 y 16 de noviembre tuvo lugar la **53^o edición de la RAE – Reunión del Altos Ejecutivos**, en el Hotel Panamericano en la ciudad de Buenos Aires.

El evento superó ampliamente las expectativas ya que contó con la participación de muchos especialistas de diferentes países. El acto de apertura estuvo a cargo del Ing. Alejandro Sruoga, presidente de CIER y

Nos días 14, 15 e 16 de novembro último aconteceu a **53^a edição da RAE – Reunião de Altos Executivos**, no hotel Pan-Americano na cidade de Buenos Aires.

O evento superou largamente as expectativas, contando com a participação de muitos especialistas de diferentes países. A cerimônia de abertura foi conduzida pelo Eng. Alejandro Sruoga, presidente da CIER e

CACIER, y del Ing. Andrés Chambouleyron, presidente del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

Sruoga le dio la bienvenida a los presentes y expresó su satisfacción por haber podido realizar con éxito este evento de alto nivel y afirmó: “En 2017 fuimos a la presidencia con un objetivo, darle un sentido a la gestión, coordinar y reflejar lo que queríamos hacer en la región. No de transformar la CIER sino darle una vuelta de tuerca y agregarle cosas para que sintonizara con las necesidades de los asociados”.

Por otro lado, Chambouleyron destacó que la regulación comenzó a principios de los 90 con un “sistema vertical, desde el Estado hacia el sector privado” y que, en cambio, ahora es “muy dinámica, sobre todo en los aspectos tecnológicos”.

También mencionó los principales desafíos que enfrentan como reguladores en función del nuevo escenario energético. “Los principales retos son en materia de calidad de servicio, ya que, con la incorporación de la movilidad eléctrica y las energías renovables, la relación con las distribuidoras no es tan directa”, aseguró el presidente del ENRE.

Posteriormente, miembros de la Mesa Directiva destacaron los mayores logros de la gestión: Carlos Pombo (CUCIER), César Ramírez (COCIER), Luis Pacheco Morgan (CECACIER) y Alberto Pérez Morón (PECIER) de las Vicepresidencias de Promoción de la Integración y Relaciones institucionales, de Gestión del Conocimiento, de Desarrollo Institucional y Sostenibilidad Financiera, y de Gestión de Portafolio y Segmento de Mercado, respectivamente.

CACIER, e pelo Eng. Andrés Chambouleyron, presidente da Autoridade Reguladora Nacional de Energia Elétrica (ENRE).

Sruoga deu as boas-vindas aos presentes e expresou sua satisfação por ter realizado com sucesso este evento de alto nível e ele disse: “Em 2017 assumimos a presidência com um objetivo, dar sentido à gestão, coordenar e refletir o que queríamos fazer na região. Não para transformar a CIER, mas para dar um toque e adicionar coisas para que ela se adapte às necessidades dos associados”.

Por outro lado, Chambouleyron sublinhou que a regulamentação começou no início dos anos 90 com um “sistema vertical, a partir do estado para o setor privado” e que, as mudanças agora estão “muito dinâmicas”, especialmente nos aspectos tecnológicos.

Ele também mencionou os principais desafios que enfrentam como reguladores em termos do novo cenário energético. “Os principais desafios estão na qualidade do serviço, uma vez que, com a adição da mobilidade elétrica e energias renováveis, a relação com os distribuidores não é tão direta”, disse o presidente do ENRE.

Posteriormente, os membros do Conselho destacaram as principais realizações da gestão: Carlos Pombo (CUCIER), Cesar Ramirez (COCIER), Luis Pacheco Morgan (CECACIER) e Alberto Pérez Morón (PECIER), respectivamente vice-presidentes para a Promoção da Integração e das Relações Instituições, Gestão do Conhecimento, Desenvolvimento Institucional e Sustentabilidade Financeira e Gestão de Portfólio e Segmento de Mercado.

Pombo afirmó que “la integración por más que sea un proceso político y económico sigue siendo un tema de integración entre personas”. “Vamos a analizarlo con los hacedores, con los que están en el campo de batalla, los que tienen que ver con los intercambios del día a día”, señaló.

Luego, fue el lugar de Ramírez quien destacó: “El plan de trabajo se enfocó en el conocimiento existente y en la creación de un nuevo conocimiento gracias a la integración de todos los asociados. Eso es un potenciador de generación de valor”, manifestó el encargado de Gestión del Conocimiento.

A continuación, el Ing. Pacheco Morgan expresó que “fue un año lleno de satisfacciones” y agregó que “parte del enorme reto que se ha tomado es la sostenibilidad financiera y hoy tenemos una CIER que se sostiene por sí misma y que ha logrado consolidarse”.

Por último, Pérez Morón se mostró agradecido y aseguró: “Vivimos tiempos nuevos en el sector eléctrico, por lo tanto debemos ofrecer productos y servicios a nuestros miembros que realmente agreguen valor, que realmente le den sentido a su permanencia en la CIER. Ese es el reto permanente y el cuestionamiento que nos hacemos siempre”.

Para finalizar, se entregaron los Premio CIER Calidad/Satisfacción de clientes 2018 y se dio por concluida la jornada con un coctel de bienvenida.

Si desea ver las presentaciones del evento, haga [click aquí](#).

Carlos Pombo disse que “a integração, ainda que seja um processo político e económico, continua a ser um tema de integração entre as pessoas.” “Vamos discutir o assunto com os que fazem, com aqueles que estão no campo de batalha, aqueles que têm a ver com a dia-a-dia das trocas”, disse ele.

Em seguida foi a vez de Cesar Ramírez, que destacou: “O plano de trabalho se concentrou no conhecimento existente e na criação de novos conhecimentos graças à integração de todos os associados. Isso é um fator de geração de valor”, afirmou o VP de Gestão do Conhecimento.

A continuação Luis Pacheco Morgan disse que “foi um ano cheio de satisfações” e acrescentou que “parte do enorme desafio foi garantir a sustentabilidade financeira, que hoje nós temos uma CIER que caminha por si só e conseguiu se consolidar”.

Finalmente, Alberto Pérez Morón agradeceu e disse: “Vivemos em novos tempos no setor eléctrico, portanto devemos oferecer produtos e serviços aos nossos membros que realmente agreguem valor, que realmente dêem sentido à sua permanência na CIER. Esse é o desafio permanente e o questionamento que sempre nos perguntamos.”

Por fim, foi entregue o prêmio CIER de qualidade/satisfação dos clientes 2018, terminando o dia terminou com um coquetel de boas-vindas.

Caso queira ver as apresentações do evento, [clique aqui](#).

Entrega de Premios CIER de Calidad – Satisfacción de Clientes 2018

Entrega dos Prêmios CIER de Qualidade - Satisfação do Cliente 2018



Vencedores premio CIER 2018

En el marco de la 53ª edición de la RAE (Reunión de Altos Ejecutivos) se entregaron los **Premios CIER de Calidad – Satisfacción de Clientes 2018**. Los mismos fueron entregados el día 14 de noviembre en el Hotel Panamericano, en la ciudad de Buenos Aires, Argentina.

Conforme con los criterios establecidos, los premios relativos a las categorías oro, plata y bronce fueron concedidos a las empresas asociadas a la CIER per-

Em 14 de novembro, no âmbito da 53ª Edição da RAE (Reunião de Altos Executivos), foram entregues os **Prêmios CIER de Qualidade - Satisfação do Cliente 2018**, no Hotel Panamericano, na cidade de Buenos Aires, Argentina.

De acordo com os critérios estabelecidos, os prêmios referentes às categorias ouro, prata e bronze foram atribuídos às empresas associadas à CIER, pertencentes aos grupos 1 e 2, que obtiveram os três maio-

tenecientes a los grupos 1 y 2, que obtuvieron los tres más altos valores para el Índice de Satisfacción del Cliente con la Calidad Percibida (ISCAL) en la Encuesta Regional CIER de Satisfacción de Clientes 2018 – ERSC 2018.

Fueron también concedidas menciones especiales de reconocimiento a las empresas, de los grupos 1 y 2, que obtuvieron la mayor evolución del Índice de Satisfacción del Cliente con la Calidad Percibida (ISCAL) y para la mayor evaluación en Responsabilidad Social.

res valores para o Índice de Satisfação do Cliente com a Qualidade Percebida (ISCAL) na Avaliação Regional CIER de Satisfação dos Clientes 2018 - ERSC 2018.

Também foram concedidas menções especiais de reconhecimento às empresas dos grupos 1 e 2, que obtiveram a maior evolução do Índice de Satisfação do Cliente com a Qualidade Percebida (ISCAL) e a maior avaliação em Responsabilidade Social.

Vencedores

GRUPO 1 – Empresas con más de 500.000 consumidores:

- Categoría **ORO**: *CPFL Paulista - Companhia PAULISTA de Força e Luz - Brasil*
- Categoría **PLATA**: *CELESC - Celesc Distribuição S. A. - Brasil*
- Categoría **BRONCE**: *COPEL - COPEL Distribuição S.A. - Brasil*

Mención Especial (Mayor Evolución del Índice de Satisfacción con la Calidad Percibida – ISCAL):

- *CEB - CEB Distribuição S.A - Brasil*

Mención Especial (Mayor Evaluación en los atributos de Responsabilidad Social):

- *CNFL - Companhia Nacional de Fuerza y Luz, S.A. - Costa Rica*

Vencedores

GRUPO 1 - Empresas com mais de 500.000 consumidores:

- Categoría **OURO**: *CPFL Paulista - Companhia PAULISTA de Força e Luz - Brasil*
- Categoría **PRATA**: *CELESC - Celesc Distribuição S.A. - Brasil*
- Categoría **BRONZE**: *COPEL - COPEL Distribuição S.A. - Brasil*

Menção Especial (Maior Evolução do Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida – ISCAL):

- *CEB - CEB Distribuição S.A. - Brasil*

Menção Especial (Maior Avaliação nos atributos de Responsabilidade Social):

- *CNFL - Companhia Nacional de Fuerza y Luz S.A. - Costa Rica*

GRUPO 2 – Empresas con hasta 500.000 consumidores:

- Categoría **ORO**: *COOPEGUANACASTE - Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L. – Costa Rica*
- Categoría **PLATA**: *EERSSA – Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. – Ecuador*
- Categoría **BRONCE**: *EEASA – Empresa Eléctrica Ambato Reg Centro Norte S.A. – Ecuador*

Mención Especial (Mayor Evolución del Índice de Satisfacción con la Calidad Percibida – ISCAL):

- *ELECTROHUILA – Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.- Colombia*

Mención Especial (Mayor Evaluación en los atributos de Responsabilidad Social):

- *EEASA – Empresa Eléctrica Ambato Reg Centro Norte S.A. – Ecuador*

Felicitaciones a las empresas vencedoras por los premios obtenidos.

Descargue el librito histórico de los Premios CIER de Calidad - Satisfacción de Clientes [aquí](#).

GRUPO 2 - Empresas com até 500.000 consumidores:

- Categoría **OURO**: *COOPEGUANA-CASTE - Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L. – Costa Rica*
- Categoría **PRATA**: *EERSSA – Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. – Ecuador*
- Categoría **BRONZE**: *EEASA – Empresa Eléctrica Ambato Reg Centro Norte S.A. – Ecuador*

Menção Especial (Maior Evolução do Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida – ISCAL):

- *ELECTROHUILA – Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. – Colômbia*

Menção Especial (Maior Avaliação nos atributos de Responsabilidade Social):

- *EEASA – Empresa Eléctrica Ambato Reg Centro Norte S.A. – Ecuador*

Parabenizamos as empresas vencedoras pelos prêmios obtidos.

Faça o download do folheto histórico dos Prêmios de Qualidade CIER - Satisfação do Cliente [aquí](#).

Autoridades de CIER presentes en el SENDI 2018

Autoridades da CIER presentes no SENDI 2018



Del 20 al 23 de noviembre se llevó a cabo en la ciudad de Fortaleza, Brasil, la **23ª Edición del Seminario Nacional de Distribución de Energía Eléctrica – SENDI 2018**.

De 20 a 23 de novembro na cidade de Fortaleza, no Brasil, foi realizada a **23ª Edição do Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI 2018**.

Con la organización de ABRADDEE y la coordinación de Enel Distribución Ceará, este seminario tiene como objetivo de promover el intercambio de experiencias entre las distribuidoras de energía eléctrica, fomentando ideas para el mantenimiento y desarrollo de la calidad de los servicios prestados. El evento será una oportunidad para debatir las tendencias del segmento, tales como la digitalización, e-mobility, la relación con los clientes y el modelo normativo.

Con una convocatoria de alrededor de 5000 personas, también están previstas, además de los trabajos técnicos, acciones como la demostración de automóviles eléctricos, demoday (dirigido a startups), hackathon (maratón de desarrollo de programación de red), y un rodeo de electricistas.

En el marco de este evento, el nuevo Vicepresidente de Gestión del Conocimiento de la CIER, actual Director Presidente de Copel, Antonio Sergio de Souza Guetter, expuso acerca de Sostenibilidad. A su vez, en calidad de asistente, estuvo presente el Director Ejecutivo de la CIER, Tullio Alves.

Com a organização da ABRADDEE e a coordenação da Enel Distribuição Ceará, este seminário visa promover a troca de experiências entre os distribuidores de energia elétrica, promovendo ideias para a manutenção e desenvolvimento da qualidade dos serviços prestados. O evento é uma oportunidade para discutir as tendências do segmento, como a digitalização, a e-mobility, o relacionamento com os clientes e o modelo regulatório.

Com uma convocação para cerca de 5 mil pessoas, também estão previstas, além das obras técnicas, ações como demonstração de carros elétricos, demoday (voltado para startups), hackathon (maratona de desenvolvimento de programação em rede) e um rodeio de eletricitistas.

No âmbito deste evento, o novo Vice-presidente de Gestão do Conhecimento da CIER, atual Presidente da Copel, Antônio Sérgio de Souza Guetter, falou sobre Sustentabilidade. Paralelamente, como assistente, esteve presente o Diretor Executivo da CIER, Túlio Alves.

Descargá nuestro catálogo de cursos cortos y programas de perfeccionamiento 2019



Designación de nuevas autoridades de la CIER

Nomeação de novas autoridades da CIER



Conforme a lo establecido en el Reglamento de la CIER, en el marco de la 54º Comité Central se designaron las nuevas autoridades de la CIER.

Mientras tanto, el Vicepresidente en Gestión de Portafolio y Segmentos de Mercado, Alberto Pérez Morón, en representación del PECIER, continuará su mandato hasta la 55 Reunión de Comité Central en 2019, al igual que el Presidente de CIER Alejandro Sruoga.

De acordo com as disposições do Regulamento da CIER, no âmbito do 54º Comitê Central, foram nomeadas as novas autoridades da CIER.

Enquanto isso, o Vice-presidente de Gestão de Portfólio e Segmentos de Mercado, Alberto Pérez Morón, em nome do PECIER, continuará seu mandato até a 55ª Reunião do Comitê Central em 2019, assim como o Presidente da CIER Alejandro Sruoga.

Nuevas autoridades de la CIER:

Vicepresidente de Promoción de la Integración y Relaciones Institucionales:

Carlos POMBO en representación del CUCIER, distinción y mandato que se extenderá hasta la 56 Reunión de Comité Central en 2020.

Vicepresidente de Gestión del Conocimiento:

Antonio Sergio DE SOUZA GUETTER, en representación del BRACIER, distinción y mandato que se extenderá hasta la 56 Reunión de Comité Central en 2020.

Vicepresidente de Desarrollo Institucional y Sostenibilidad Financiera:

Ángel CANÓ SENCIÓN en representación del CECACIER, distinción y mandato que se extenderá hasta la 55 Reunión de Comité Central en 2019.

Novas autoridades da CIER:

Vice-presidente de Promoção da Integração e Relações Institucionais:

Carlos POMBO representando o CUCIER, distinção e mandato que se estenderá até a 56ª Reunião do Comitê Central em 2020.

Vice-presidente de Gestão do Conhecimento:

Antônio Sérgio DE SOUZA GUETTER, representando o BRACIER, distinção e mandato que se estenderá até a 56ª Reunião do Comitê Central em 2020.

Vice-presidente de Desenvolvimento Institucional e Sustentabilidade Financeira:

Ángel CANÓ SENCIÓN em nome do CECACIER, distinção e mandato que se estenderá até a 55ª Reunião do Comitê Central em 2019.

Taller Vision Zero en las oficinas de CIER

Workshop Vision Zero nos escritórios da CIER



Los pasados días 28 y 29 de noviembre se llevó a cabo en la Secretaría Ejecutiva de la CIER el **Taller Vision Zero**, impartido por docentes de La Asociación Internacional de la Seguridad Social – AISS - de Alemania.

El objetivo fue recibir entrenamiento para reducir la accidentalidad laboral a niveles mínimos. Vision Zero plantea un nuevo paradigma y estrategia para los especialistas en seguridad eléctrica.

Participaron de este taller alrededor de 15 especialistas del sector de salud y seguridad ocupacional de Argentina, Brasil, Uruguay, Paraguay, Alemania y Colombia (éstos últimos vía webex).

Fue un encuentro sumamente enriquecedor debido al intercambio de experiencias entre las empresas participantes, además de contar con la presencia de especialistas de una organización de referencia a nivel mundial en materia de seguridad en el trabajo como es la AISS.

Em 28 e 29 de novembro foi realizado, na Secretaria Executiva da CIER, o **Workshop Vision Zero**, ministrado por professores da Associação Internacional da Seguridade Social da Alemanha.

O objetivo era receber treinamento para reduzir o máximo possível os níveis de acidentes no trabalho. A Vision Zero propõe um novo paradigma e estratégia para especialistas em segurança elétrica.

Ao redor de 15 especialistas do setor da saúde e da segurança ocupacional da Argentina, do Brasil, do Uruguai, do Paraguai, da Alemanha e da Colômbia participaram deste workshop (os últimos via Webex).

Foi uma reunião muito enriquecedora devido à troca de experiências entre as empresas participantes, além da presença de especialistas de uma organização mundial de referência no campo da segurança no trabalho, como a AISS.

CIER participa de la III Semana de la Energía

A CIER participa da III Semana da Energia



Del 10 al 14 de diciembre se celebró en Montevideo, Uruguay, la tercera edición de la **Semana de la Energía**, organizada por el Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay, Olade y BID. El evento tuvo lugar en el Antel Arena, recinto que se estrenó como centro de congresos durante este evento.

De 10 a 14 de dezembro, em Montevideu, Uruguai, foi realizada a terceira Edição da **Semana da Energia**, organizada pelo Ministério da Indústria, Energia e Mineração do Uruguai, pela OLADE e pelo BID. O evento aconteceu no Antel Arena, que acabou de ser estreado como centro de congresos durante esse evento.

La Semana de la Energía fue espacio de intercambio de experiencias y conocimiento del sector energético, a través de la generación de oportunidades de negocio y financiamiento de proyectos.

El Presidente de CIER, Alejandro Sruoga y el Director Ejecutivo de CIER, Tulio Alves, participaron en el Foro de Integración Energética Regional y en la Mesa de Diálogo de Interconexiones Eléctricas del Cono Sur, los días jueves y viernes respectivamente.

La CIER contó además con un stand permanente en el hall de entrada, en donde se evacuaron consultas acerca de las actividades y proyectos que se desarrollan.

A Semana da Energia foi um espaço para troca de experiências e conhecimento do setor da energia, através da geração de oportunidades de negócios e financiamento de projetos.

O Presidente da CIER, Alejandro Sruoga, e o Diretor Executivo da CIER, Túlio Alves, participaram do Fórum Regional de Integração Energética e da Mesa de Diálogo de Interconexão Elétrica do Cone Sul, na quinta e sexta-feira, respectivamente.

A CIER também contou com um estande permanente no hall de entrada, onde as perguntas sobre as atividades e projetos em desenvolvimento foram atendidas.





En el marco de este evento se firmó la afiliación de la empresa Terna Plus como miembro asociado a la CIER. En una ceremonia íntima, su Presidente Manlio Coviello firmó esta alianza en conjunto con Sruoga y Alves.

Terna Plus es una subsidiaria del Grupo Terna, uno de los principales operadores europeos de redes de transmisión de energía. Es el principal propietario de la red nacional italiana de transmisión de electricidad en alta y muy alta tensión, y también es responsable del despacho de electricidad en todo el país. Cuenta con 72.900 km de líneas de alta tensión gestionadas y 25 líneas de interconexión con países extranjeros. Desde el año 2004 cotiza en el mercado de valores y cuenta con aproximadamente 4000 empleados.

No âmbito deste evento, foi assinada a afiliação da empresa Terna Plus como membro associado da CIER. Em uma cerimônia íntima, seu Presidente, Manlio Coviello, assinou esta aliança com Sruoga e Alves.

A Terna Plus é uma subsidiária do Grupo Terna, uma das principais operadoras europeias de redes de transmissão de energia. É a principal proprietária da rede nacional italiana de transmissão de eletricidade em alta e muito alta tensão, e também é responsável pelo despacho de eletricidade em todo o país. Possui 72.900 km de linhas de alta tensão gerenciadas e 25 linhas de interconexão com países estrangeiros. Desde o ano 2004, é listada na bolsa de valores e tem aproximadamente 4.000 funcionários.

Evaluación de parque de transformadores de medición de AT de una empresa de distribución

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

Tema: Instalaciones y Equipamiento

Autor

Ing. Luciano Enciso, Jefe de departamento –
EDENOR S.A

Empresa

EDENOR S.A

Ubicación: Buenos Aires, Argentina

Dirección: Avda. Del Libertador 6363

Código Postal: 1428

Teléfono: 46568293 (int.3776)

E-Mail: lenciso@edenor.com

Resumen

Actualmente, las empresas de transmisión y distribución se ven frente al desafío de afrontar regímenes regulatorios más rigurosos, un parque de activos en general envejecido y expectativas de los clientes cada vez más exigentes. Las fallas en los sistemas de transmisión, en particular, tienen alto impacto en los índices de calidad de servicio además del alto impacto económico que les significan a las empresas. Por lo tanto, se vuelve crítico llevar al mínimo sus ocurrencias. Las técnicas de mantenimiento predictivo logran detectar fallas incipientes, pero aun así no todos los casos se pueden detectar, sobre todo de aquellos modos de falla de rápida evolución. Se pone en evidencia la necesidad de llevar a cabo estrategias proactivas para anticiparse a la ocurrencia de un evento.

Se propone desarrollar una metodología que permita evaluar los equipos más críticos de una manera simple y poder planificar las acciones preventivas correspondientes de la forma más óptima posible con el objetivo de disminuir la cantidad de eventos indeseables en la red de alta tensión y con el menor impacto posible.

Son objeto del presente trabajo los transformadores de medición instalados en la red de alta tensión de Edenor SA. Los datos utilizados se basan en datos de gestión normales de inventario.

La experiencia llevada a cabo muestra que la metodología usada permite realizar una clasificación de toda la población de los transformadores de medición basada en riesgo de manera simple. A su vez, se puede observar que la toma de decisión basada en riesgo puede resultar más conveniente.

Introducción

Los transformadores de medición (TM) son uno de los componentes principales en las subestaciones de alta tensión. Por su ubicación en la red, una falla en estos significa la salida de servicio de la instalación asociada, y el impacto tanto en los índices de calidad de servicio como en lo económico pueden ser muy grandes. Habitualmente, sus fallas generan daño a equipos aledaños debido a que predominan TM's con aislación externa de porcelana.

No escapan a la situación general actual de las empresas de transmisión y distribución donde los activos ya tienen muchos años de servicio, y se suma que los re-

gímenes regulatorios, en general, son más exigentes y los clientes esperan cada vez mejor calidad de servicio.

Antecedentes

En los últimos años, en Edenor SA, las fallas en TM's se produjeron cuando los mismos poseían por lo menos 40 años de servicio. De acuerdo con [1] la mayor tasa de falla en TM es con una antigüedad de más de 25 años aproximadamente. De acuerdo con [2] se da la mayor frecuencia de detecciones de indicaciones de envejecimiento, ya sea por resultado de inspecciones visuales, por mediciones de capacidad y tangente delta, por DGA, etc, cuando los TM poseen entre 30 y 40 años de antigüedad. La experiencia en Edenor parece estar de acuerdo con la experiencia internacional: los equipos que fallaron tenían más que 40 años de servicio y, por ejemplo, se da la mayor detección de equipos con valores de tangente delta elevados cuando tienen más de 30 años de servicio (Figura 1).

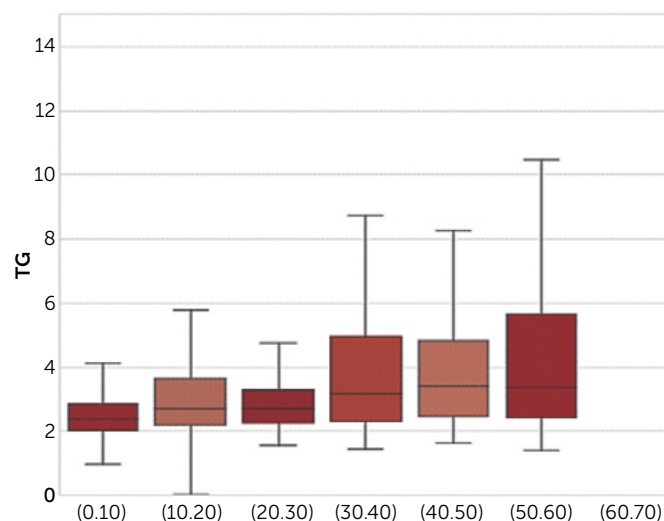


Figura 1. Tangente delta en función de rangos de antigüedad de los equipos evaluados. Las cajas representan los cuartiles 1 y 3 de tangente delta para el rango de antigüedad, la línea central dentro de la caja es la mediana de tangente delta y los extremos son los valores extremos de la distribución de tangente delta para el rango de antigüedad.

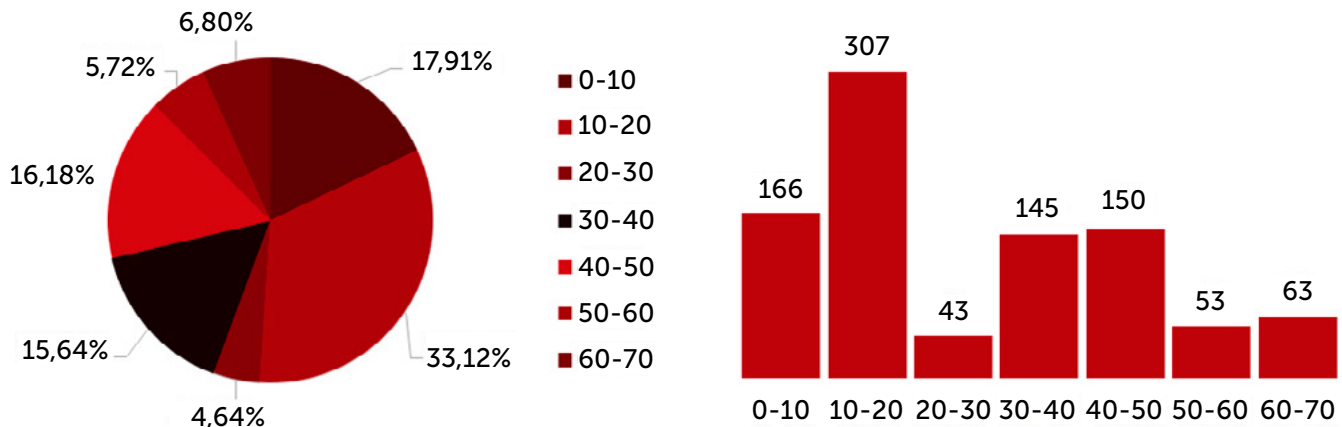


Figura 2. Distribución de antigüedades de parque de TM's en Edenor. Izquierda: evaluación porcentual. Derecha: cantidad de TM's por rango de años de servicio.

Estado actual de parque de transformadores de medición

La red de transmisión de Edenor tiene instalados a diciembre de 2017 962 transformadores, de los cuales el 42,7% posee más que 30 años de antigüedad (Figura 2).

Se observa que existe una gran cantidad de transformadores de medición con antigüedad mayor a 30 años, incluso muchos con más de 40 años. Ante esta situación surge la necesidad de poder planificar acciones de mantenimiento preventivas para mejorar la confiabilidad del parque de transformadores de medición: además de continuar con inspecciones periódicas predictivas, se observó que es necesario reemplazar transformadores de manera preventiva para evitar fallas en la red de alta tensión. Reemplazar transformadores solo por antigüedad resultaba en tener que reemplazar una gran cantidad de ellos como así también implica dejar de lado qué instalaciones son más críticas y omitir la experiencia de uso: existen familias de transformadores que se conoce que presentan signos de deterioro antes que la media de la población.

Se llegó a la conclusión de que es necesario contar con una metodología que permita evaluar qué equipos son más críticos, o poseen mayor riesgo, en este caso transformadores de medición, de una manera sistemática teniendo en cuenta varios factores, no solo la antigüedad.

Metodología

Se propone entonces desarrollar una metodología basada en datos normales de gestión y en la experiencia del personal de Edenor. Más precisamente, se propone desarrollar un indicador que tenga en cuenta: la antigüedad del equipo; el lugar donde se encuentra instalado -donde las prioridades deben ser aquellas subestaciones críticas en las cuales el impacto de una falla es más severo tanto desde punto de vista de la seguridad como desde el punto de vista económico; si el equipo pertenece a una clase que ha fallado en el pasado o si ha mostrado signos de deterioro de manera anticipada; y si es posible o no realizar diagnósticos para evaluar su condición.

Normalización

Debido a que los factores a tener en cuenta son de distinta naturaleza es necesario generar una normalización. En general los factores pueden ser calificados como bueno o no crítico, moderado, o malo o muy crítico. A cada calificación se le asigna un valor numérico. En la **Tabla 1** se observa de qué manera se realiza.

Clasificación posible	Valor numérico asignado
Bueno / No crítico	9
Moderado / Criticidad moderada	6
Malo / Muy crítico	1

Tabla 1. Escala numérica para distintas categorías de estado / condición.

La escala utilizada es la misma que la utilizada en [3] que se basa en que los equipos de alta tensión tienen un tiempo vida de servicio que se describe por una curva tipo “bañadera” (**Figura 3**).

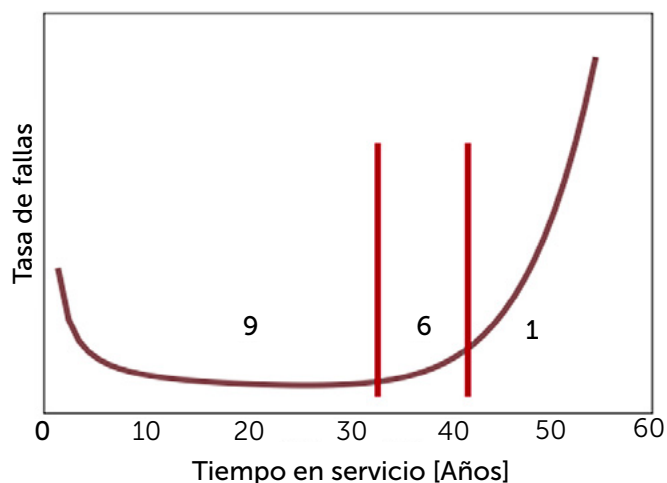


Figura 3. Ejemplo teórico de la tasa de fallas para equipos de alta tensión (curva tipo “bañadera”).

Descartando la primera parte de la curva donde los equipos fallan por “mortalidad infantil” (estos casos lo ideal es detectarlos durante las inspecciones de pue-

ta en servicio de otra manera se darían fallas en los primeros años de servicio) se califica con 9 a aquellos equipos en que su estado se encuentra durante un periodo de condición “normal” donde existe una probabilidad de falla, aunque sea pequeña y constante, y donde el equipo no requiere ninguna atención más allá de lo “normal”; con 6 a aquellos que se encuentran en un periodo donde si bien su estado no es crítico sí requieren atención extra debido a que se empieza a manifestar un incremento de la tasa de falla; y con 1 a aquellos que no pueden continuar estando en servicio o se requiere de manera urgente una acción de mantenimiento debido a que la tasa de falla crece exponencialmente.

Factores de riesgo

En la **Tabla 2** se observan los factores de riesgo que se usaron y cómo se califican en función de su estado. En esta tabla se observan distintos factores los cuáles se explican de la siguiente manera: el nivel de tensión del equipo es la tensión nominal para el cuál fue diseñado la máquina y la tensión a la cual se encuentra sometida normalmente; El tipo de subestación hace referencia a una categorización que existe en Edenor que es subestaciones cabeceras o no: las subestaciones cabeceras son nodos críticos para la red de transmisión y en general coinciden con base de operaciones de equipos móviles, lo cual significa mayor cantidad de personal que circula de manera habitual en las inmediaciones de la subestación; Si el equipo pertenece a una clase que ha fallado en el pasado o ha presentado contenido de gases indicando deterioro de manera prematura, por ejemplo, se trata de la experiencia acumulada en Edenor; la antigüedad es el tiempo de servicio que posee el equipo; inspecciones de diagnóstico posibles de realizar habla de si es posible evaluar contenido de gases disueltos en aceite, si es posible medir tangente delta (factor de perdidas), ambos o ninguno.

Factor	Bueno / No crítico [9]	Moderado [6]	Malo / Muy crítico [1]
Nivel de tensión del equipo	66 kV	132 kV	220 kV
Tipo de subestación en que se encuentra instalado el equipo	Resto de las subestaciones	Subestaciones cabeceras hasta 132 kV	Subestaciones cabeceras con equipos de 220 kV
Si el tipo de equipo posee antecedentes de falla	El tipo de equipo no pertenece a una familia con antecedentes de fallas	-	El tipo de equipo pertenece a una familia con antecedentes de fallas
Antigüedad del equipo contada desde la fecha de puesta en servicio.	Antigüedad del equipo de 0 a 15 años	Antigüedad del equipo de 15 a 37 años	Antigüedad del equipo mayor a 37 años
Inspecciones de diagnóstico posibles de realizar sobre los equipos	Se pueden seguir por cromatografía y tangente delta	Se pueden seguir o por cromatografía o por tangente delta (uno de los dos)	No se puede realizar ningún tipo de inspección sobre el equipo.

Tabla 2. Factores de riesgo y calificaciones para los distintos estados.

Indicador de confiabilidad

Se entiende que todos los factores no tienen la misma importancia por lo que es necesario realizar un promedio ponderado de los factores de riesgo para lograr un indicador. El indicador para cada máquina se calculará entonces como un promedio ponderado de acuerdo con las ecuaciones (1) y (2).

$$(1) \quad I = \frac{\sum_{i=1}^N P_i * F_i}{N}$$

$$(2) \quad \sum_i^N P_i = 1$$

Dónde P_i es el factor de ponderación para cada factor de riesgo (Tabla 3), donde F_i es la calificación que se recibe cada factor y donde N es la cantidad total de factores usados, en este caso $N=5$. El único motivo por el que las ponderaciones deben sumar 1 es para continuar manteniendo una escala entre 1 y 9.

Nivel de tensión del equipo	0.1
Tipo de subestación donde se encuentra instalado	0.1
Antigüedad del equipo	0.3
Existencia de antecedentes de fallas	0.25
Inspecciones de diagnóstico posibles	0.25

Tabla 3. Factores de ponderación utilizados.

Como los parámetros que presentan un estado bueno o no crítico serán calificados con 9, aquellos equipos que resulten menos riesgos serán los que posean una calificación mayor por lo que el indicador será llamado “indicador de confiabilidad”.

Resultado de aplicar la metodología

Aplicar la metodología arrojó como resultado que existen instalados 222 equipos con confiabilidad menos o igual que 5, se entiende el valor 5 como un nivel

de confiabilidad intermedia. En la **Figura 4** se observa cómo se distribuye la población total de acuerdo con el indicador de confiabilidad.

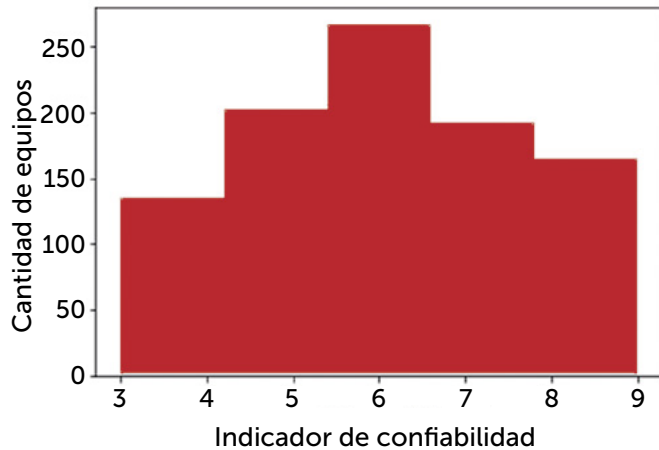


Figura 4. Cantidades de equipos de acuerdo con el indicador de confiabilidad.

Aplicar la metodología descrita a todos los equipos permite realizar un ordenamiento por indicador de confiabilidad. De ordenarse de menor a mayor se ubican los menos confiables, es decir, los más riesgos en los primeros puestos.

Ejemplo de evaluación técnica-económica de seguir un plan de reemplazos

Se observa más de una forma posible de utilizar los resultados obtenidos y la decisión final será una decisión técnico-económica por lo que se presentan tres posibles estrategias de utilizar los resultados obtenidos. Se comparará el costo y el impacto resultante de reemplazar todos los equipos con antigüedad mayor a 37 años (estrategia 1) contra reemplazar solo aquellos que poseen indicador de confiabilidad menor que 5 (estrategia 2) y contra reemplazar aquellos equipos con confiabilidad menor que 5 y aquellos que se encuentran en subestaciones cabeceras y tienen más que 37 años de servicio (estrategia 3). En la última opción se incluye un criterio forzado que responde a seguir la intuición del personal de mantenimiento donde se pone de manifiesto que una falla en subestaciones cabeceras puede generar un muy fuerte impacto en la opinión pública, además de impacto en la calidad

	Confiabilidad general	Antigüedad promedio [Años]	Cantidad a reemplazar	Costo de equipos	Costo de mano de obra	Costo Total
Estado Actual	5.92	26.41	-	-	-	-
Estrategia 1: Reemplazo de todas las unidades de antigüedad mayor a 37 años	6.94	10.96	307	266.36	83.25	349.61
Estrategia 2: reemplazo de solo todos los equipos crítico ^{s1}	6,83	15.41	222	193.09	59	252.09
Estrategia 3: reemplazo de todos los equipos críticos más forzados	7.10	10.46	333	286.72	88	376.72

⁽¹⁾ Equipos con indicador de confiabilidad menor que 5 son llamados “críticos”

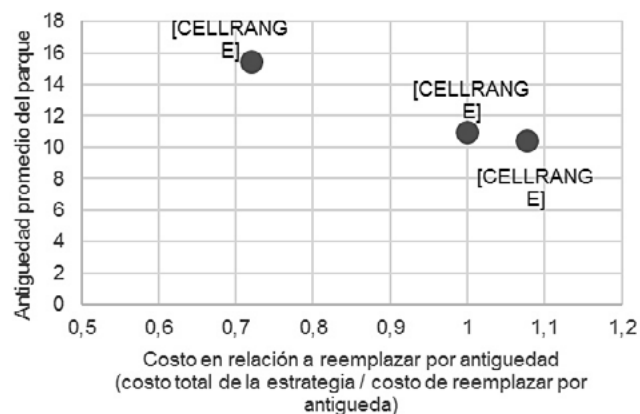
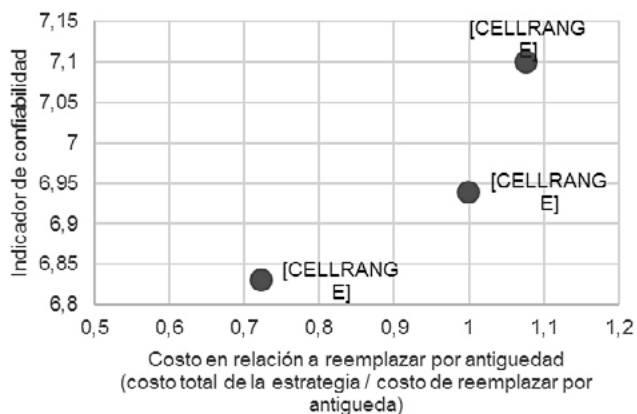


Figura 5. Impacto en indicador de confiabilidad y antigüedad promedio del parque frente al costo relativo

de servicio e impacto económico. El impacto de una mala percepción por parte de los clientes es difícil de cuantificar de manera económica, pero se sabe que puede tener consecuencias severas. En la **Tabla 4** se observa el impacto en el indicador de confiabilidad de seguir las estrategias propuestas y el costo de seguir cada una. El costo de equipos se expresa normalizado al costo de un transformador corriente de 220 kV y el costo de mano de obra se expresa normalizado al costo de reemplazar tres transformadores de medición de 220 kV en una sola instalación.

En la **Figura 5** se presenta el impacto en el indicador de confiabilidad frente al costo relativo tomando como base el costo de reemplazar unidades por antigüedad (**Figura 5 – izquierda**) y el impacto en la antigüedad del parque de transformadores de medición frente al costo relativo (**Figura 5 – derecha**). Se puede destacar que de seguir la estrategia 2 se obtiene una confiabilidad muy similar a seguir una estrategia únicamente basado en antigüedad (15% de mejora frente a un 17% de mejora por antigüedad) con casi un 30% menos de inversión, obteniendo una antigüedad promedio de aproximadamente 15 años

siendo muy aceptable. Seguir la estrategia 3 sería justificable si se conoce que existe un beneficio económico que no es simple de cuantificar.

Conclusiones

La metodología presentada permite realizar un ordenamiento de prioridades de acuerdo con múltiples criterios y no basarse solo en uno como ser la antigüedad. Se suele tender a utilizar la antigüedad como único criterio, pero se estaría dejando de lado otros como ser: el impacto que puede tener una falla en un lugar determinado, si es posible prevenir una falla a partir de realizar mediciones predictivas -la medición de tangente delta y la cromatografía de gases entre otros- y la experiencia del usuario de los equipos. Se podrían evaluar otros factores como: la carga a la que normalmente están sometidos los transformadores; si el equipo está asociado a electroductos o no -si está asociado a electroducto de qué tipo es este. Si se trata de un electroducto de tipo línea aérea puede verse sometido a sobretensiones

más elevadas que si está asociado a uno de tipo cable subterráneo; o cuantos clientes tiene asociados el equipo en cuestión.

Estos criterios no fueron incorporados, en nuestro caso, por ser complejos de obtenerse de manera individual para cada instalación. Debido a que se trata de una población donde se consideran transformadores de corriente y transformadores de tensión y donde estos pueden cumplir distintas funciones, falta poder decidir cómo incorporar cada criterio. Por ejemplo: para el caso de los transformadores de corriente, la carga actuaría como un factor que contribuye a la velocidad de envejecimiento, pero para un transformador de tensión no; para el caso de evaluar clientes asociados no queda claro cómo realizarlo para transformadores de corriente instalados en instalaciones de acoplamiento de barras de alta tensión o en instalaciones de transformadores de medición de tensión de barras. Estos últimos puntos mencionados son mejoras posibles para realizar en el futuro.

Los factores de ponderación son otro punto donde podría evaluarse si existe una metodología para una mejor selección. Sin embargo, parece correcto que se pueda definir por el usuario de acuerdo con el objetivo que se persiga. En este caso el objetivo primero es evitar fallas y segundo evitarlas donde mayor impacto puedan tener, de ahí el porqué de los valores seleccionados.

La estrategia a seguir para mejorar la confiabilidad no necesariamente tiene que ser realizar un plan de reemplazos, sino que también se puede decidir, por ejemplo, a un cierto conjunto de equipos realizar un seguimiento más intensivo, siempre que sea posible, o decidir una estrategia mixta: realizar reemplazos y realizar seguimientos más intensivos. Tampoco hay

que perder de vista el tiempo que tomaría llevar a cabo una estrategia de reemplazos si es la decisión tomada: los reemplazos no son instantáneos y hasta tanto no se complete el mismo el riesgo de fallas persiste. Un plan de reemplazos también consume tiempo de personal de operaciones y recursos de personal de mantenimiento. El tiempo no es un factor menor, aunque no fue foco del presente trabajo.

La metodología podría mejorarse y las estrategias a seguir pueden ser varias, pero utilizar una metodología para evaluar el parque de transformadores de medición de acuerdo con confiabilidad o riesgo, permite poder tener un orden de prioridad sin perder de vista criterios importantes como los mencionados anteriormente, y además planificar a corto, mediano y largo plazo de una manera sistemática. Se trata de una herramienta que proporcionaría mayor transparencia al proceso de toma de decisión como así también permitiría optimizar recursos tanto técnicos como económicos.

Bibliografía

- [1] CIGRE SC A3, "Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment - Part 4: Instrument Transformers," CIGRE, 2012.
- [2] CIGRE SC A3, "Ageing high voltage substation equipment and possible mitigation techniques," CIGRE, 2018.
- [3] B. Quak, «Information Strategy for Decision Support in Maintaining High Voltage Infrastructures,» Delft, 2007.

High voltaje padmount transformer

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

Tema: Instalaciones y Equipamiento

Autores

P.Eng. Jordan Ringash, Underground Standards Engineer – MANITOBA HYDRO

P.Eng. Matthew de Monye, Project Engineer – MANITOBA HYDRO

With contributions from **Partner Technologies Inc. (PTI)**

Empresa

MANITOBA HYDRO

Ubicación: Winnipeg, Manitoba, Canada

Dirección: 211 Commerce Drive

Web: www.mhi.ca

Executive Summary

As of 2017, Manitoba Hydro (MH) has installed over 105 High Voltage Pad-mount Transformer (HVPT™) stations throughout its Distribution System; powering residential and industrial customers including mining, data centres and oil companies. The HVPT™ station has a capacity of up to 20 MVA and at voltage levels up to 138 kV. Using dead-front cable terminations that are shielded and grounded, the HVPT™ station provides the same level of public safety as standard 35 kV and below pad mounted transformers situated in residential front yards of North America

The conceptual perception for implementing the HVPT™ is that it may cause significant changes to distribution standards and transformer reliability concerns. These were the same concerns staff at MH initially had. In reality, nothing fundamentally has changed. The HVPT™ has the same core and coil of

a traditional open bushing power transformer and the HVPT™ has proven to be a very reliable transformer.

What we are seeing at MH is with a more modular distribution system architecture, electrical service outages are limited to the size of any particular HVPT™ load increasing redundancy and reliability. These factors are in addition to the added reliability of the HVPT™s, reduced ongoing maintenance costs, and capital cost savings for new and replacement substations. By assessing all these benefits over a conventional substation's design, installation, long lead times, and cost constraints, the hesitation and resistance has waned and HVPT™s have become the design of choice for distribution substations within MH.

Designed to expand based on customer requirements, the small foot print and low profile associated with the HVPT™ substation has led to easy acceptance from the public, making it the perfect solution for growing loads with a developing community, large plant or campus-related organization, or city.

Manitoba Hydro has seen the changing trend in how utilities are developing and building Transmission and Distribution stations as utility operations and population dependency evolve. The move towards high voltage, cable connected dead front equipment is set to continue and expand. Almost 20 years since the first installation, Manitoba Hydro continues to reap the benefits of implementing the HVPT™, achieving notable improvements towards safe, economical and secure energy.

Introduction to Issue

When Manitoba Hydro decided to pursue a new approach for expanding, upgrading or replacing their existing distribution system using their distribution system more efficiently, the innovative result was the HVPT™ substation.

Manitoba Hydro's collaboration with Partner Technologies Incorporated (PTI) began in 1999 when MH staff initiated the idea of distributing electricity to surrounding areas using a Compact High Voltage (72kV & 115kV) Pad-mount Transformer (HVP-T™). A concept was quickly designed and utility patent registrations were secured in Canada and the U.S.A.

The initial model incorporated a metal enclosed live front design, rated at 5 MVA and 72,000 Volts; that MH installed in North East Winnipeg. The installation freed up capacity on the fully loaded 25 kV system and avoided the significant costs that would have been associated with a conventional distribution station. The ability to tap off existing higher voltage lines located closer to the load, results in line loss savings. Applications of this design have included servicing significant customer loads, replacing aging rural stations, servicing loads in remote areas, and supporting medium voltage networks in areas with limited capacity.

Today, the live front design has been changed to a dead-front design. Currently MH deploys the HVP-T™ Substations in many different ways. From modular designs with scaling capacity to radial feeds for large industrial customers or small communities. MH has seen great savings in both capital and maintenance budgets as well as outages because of the reliability associated with the HVPT™.

Lifecycle Discussion

Design Requirements

The HV pad-mount distribution equipment is completely metal clad, dead front cable connected and locked with two stage tamper-proof locks. By design, the installation is extremely safe with a high degree of security and resiliency against severe weather. To improve aesthetics and reduce footprint, copper theft and site maintenance, a traditional bonded security fence is not used.

The MH HVPT™ has opted for a simple transformer design that relies on stand-alone distribution (i.e. secondary-side) voltage regulators rather than a transformer-integrated on-load tap-changer for voltage regulation. This eliminates the possibility of arcing by-products contaminating the transformer main-tank oil and allows for a much lighter transformer with minimal maintenance requirements. Pad-mounted reclosers with modern, sophisticated electronic protection capabilities monitor and protect the transformer from the downstream distribution system while recently developed, 69 kV and 138 kV current limiting fuses ensure that the transformer is protected from damage caused by high fault currents.

To protect the public and staff, an engineered grounding system must be designed and installed to control touch & step potential voltages during normal and fault conditions. To accomplish this design, electrical testing of the local ground conditions in the planned station area is completed. Considerations of changes to local ground condition due to seasonal climatic patterns are also analyzed. With understanding of the available system fault levels and operating speeds of the protection systems, a grounding system can be designed for the installation to limit standing and transient touch and step potentials to safe acceptable

levels. These gradient control grounding systems are installed below grade, safe from theft and require zero maintenance. Isolation stone at the installation can be selected from a variety of materials provided finished product meets electrical resistivity specification.

Transformer equipment design integrity has been proven through successful short-circuit/fault testing by an independent laboratory, zero in-service transformer failures since installations began in 2001. Utility has experienced of over 15 known through-faults on the system to date without TR damage.

To greatly reduce fault energy experience by the TR and associated equipment, a CLF scheme has been specially designed and tested, this setup is utilized in system areas where expected fault levels over 4 [kA] will be available. CLF fuse design is suitable for areas up to 20 [kA], and are paramount in reducing the risk of tank rupture during a fault. TR design also includes an internal PRD, which relieves pressure during event internally to the enclosure. Provided assessment of risk of oil spill is acceptable, and given the low TR volumes, oil containment is not normally required.

TR design utilizes a high-grade quality core steel, improving efficiency and reducing noise levels to 60 [dB], very well adapted to urban & rural operating environments.

Civil Construction

Civil construction requires that equipment foundations be arranged to facilitate cable installation and future equipment maintenance and replacement. Multiple options exist to designers and users including concrete or grillage for the HVPT and fiberglass or timbers for the switchgear, reclosers and station service transformer. When considering foundation

type, a designer must consider future options for TR replacement as well as cable protection.

HV transformers are designed to be moved by either crane or to slide onto foundations for maximum site and storage flexibility.

The cables will be installed below the ground, in conduits that are arranged between the equipment bases. Electrical conduit depths, angles and termination locations in foundation is important to avoid cable damage during installations and facilitate cable termination work.

Conduit size and radii of all bends and coils must be carefully considered and arranged to avoid damage to cables during install, while allowing for future replacement.

Electrical Construction

Modern dry type cable accessories are available for XLPE & EPR cable systems up to 138 kV, they require zero oil or ongoing maintenance for live front air insulated and dead front plug type designs.

Moving away from traditional station building systems to HV underground cables requires a large shift in workforce skill sets, training, tools & safety rules. An example would be utility safety rules related to underground cable grounding and isolation. Requirements along with approved visual opens will have to be reviewed to understand equipment and tool requirements associated with construction and maintenance tasks of HV pad-mount installations.

The success of the project will rely heavily on the quality of the HV cable terminating work. Training & tool requirements for the HV cable work will require

major investment if the utility does not have a strong power cable trades background, this may include the requirement for manufacturer assembly training & certification, or employ of certified contractor.

Specialty HV underground cable contractors are available for hire, depending on previous experience and OEM qualifications, the utility may want to consider requirements for cable crew to be trained & certified on required cable accessories by the OEM technicians before construction of installation.

Third party inspections or OEM factory inspectors are also options open to utilities to ensure quality work. If the utility does not maintain U/G HV expertise, an emergency response contract should be considered with a contractor, considering that specialized crews move internationally and quick response could be an issue.

Time of year for construction is also a consideration as higher voltage cables cannot be manipulated below -10°C

Flexibility, metallic shielding size and design of selected power cables must be carefully considered to ensure acceptable workability of during installation and terminating work. Specialty tools will be required; storage and maintenance of these tools need to be considered.

Commissioning

Equipment received by the utility should be acceptance tested after receipt, and normally is also completed on equipment after shipping to the installation. Transformers, regulators, switchgear and protective devices are tested for insulation assurance as well as proper operation.

HV & MV cable systems can be commissioned with over-potential withstand testing after termination, but can prove to be very costly and practically time prohibitive, the utility or user will have to balance these costs and risks with confidence and experience of employed cable trades.

Maintenance

The HVPT™ is a simple transformer design that has separate distribution voltage regulators rather than an on-load tap-changer for voltage regulation. This eliminates the possibility of arcing by-products contaminating the oil, and allows for a much lighter transformer with minimal maintenance requirements. Transformer connections are all dry-type dead front cable connections that do not require cleaning or any ongoing maintenance. In this arrangement, transformer only requires time based DGA oil samples to be drawn. Because of the design of the HVPT™, this DGA oil samples can be taken while energized. Utility experience has shown DGA to be a useful predictive indicator for equipment condition monitoring, allowing utilities to avoid failures and complete repairs and/or replacements on planned outages.

Utility experience has shown that IR scanning to be an effective tool in detecting installation defects in medium voltage dead front cable accessories and apparatus bushings before failure. Experience recommends considering an increased scanning frequency for first two years after a new installation commissioning, moving towards an annual scan after this period, preferably during known periods of elevated loading.

HV cable accessory components have shelf lives, which need monitoring with a time base replenishment system set up for spares. Most MV cable accessory do not have these issues.

If fuses employed for primary TR protection, storage of on-site spares needs to be carefully considered to avoid moisture absorption.

TRs and associated equipment such as regulation, switchgear, protective devices, cable & accessories are all designed to be modular and easily replaceable, spares carrying costs and risks are optimized by equipment standardization.

Operational Advantages over Conventional Substation

The HVPT™ Substation has several operational advantages over conventional substations. Having no open bushing and minimal overhead conductors eliminates the risk of outages due to wildlife. With a conventional substation utilities have to fight the constant battle of birds nesting in the steel lattice superstructure, or wildlife climbing on the transformer and bridging the two phases. In some countries, the utility requires transformer manufacturers to design transformers with bushing spacing larger than the typical wingspan of their local wildlife. In a HVP-T™ station, this is not necessary.

The HVPT™ is a dead-front transformer that safely allows for inspections and oil samples to take place while energized. The HVPT™ Station has is no exposed conductors. With the rising cost of metals like steel and copper many utilities are experiencing theft from their substations. The primary risk is with visible conductors. Most of the time this is grounding conductor that brings additional safety and outage concerns to the station. With an HVP-T™ Station, there is no above ground portion of the grounding grid. All grounding points are internal to the pad-mounted devices. The only external conductor is on the overhead to underground transitions.

MH has had no cases of copper or ground wire theft on any in service HVPT™ Station.

Study Cases

Modular Expansion

MH evaluated options to service a load of 70 to 100 MVA to a new subdivision of Winnipeg, which would house over 13,000 homes and businesses. Developers expect subdivision to take between 18 and 30 years to complete. To service this load growth, MH narrowed five options to three scenarios that were technically feasible:

- Expand an existing 115 kV - 25 kV substation by adding an third 115 kV – 25 kV, 60/80/100 MVA transformer.
- Construct a new 100 MVA 115 kV – 25 kV substation in the Waverly West area.
- Sequentially install 10 MVA, 66 kV -24 kV HVPT™ substations as loading requires.

MH examined all three of these scenarios in detail, for expanding the 115 kV substation, the main benefits MH identified were:

- the increased capacity at existing substation being available to other feeders
- all the equipment is at one location, with no need for easements
- low visual impact as there would only be a change in the existing substation which the public would not really notice

The main disadvantages identified were:

- high initial upfront costs
- risk of stranded assets

For a new 115 kV substation, the advantages and disadvantages were similar to the expansion option, however with a new substation there would be a high visual impact to the public as a new substation would have to be built taking up a space of approximately 5 acres.

The HVPT™ substation approach suggested installing up to 12 – 10 MVA HVPT™ Substations, allowing a firm limit of 110 MVA.

Advantages of the HVPT™ approach are:

- Increased utilization rates
- Ability to quickly adjust to Load growth
- Almost no risk of stranded assets

MH requires a Firm Limit for it's system which is equal to the supply available if an asset goes down. In the HVPT™ scenario, with 2 – 10 MVA HVPT™ substations installed it gives a Firm Limit of 10 MVA and a utilization rate of 50%. For each 10 MVA HVPT™ Substation installed on the system the Firm Limit goes up by 10 MVA and the utilization rate goes up accordingly. If all 12 – 10 MVA HVPT™ Substations were installed the Firm Limit is 110 MVA with a 91.67% utilization rate. It would be impossible to see utilization numbers like this in a conventional substation. The Conventional Substation Expansion for example, would only ever see a 66.67% utilization rate because even though the capacity of the station would be 300 MVA the Firm Limit would be 200 MVA.

Installing the HVPT™ Substation in 10 MVA blocks reduces the risk associated with slow or stopping load growth due to economic climate. Once the load demand increases the HVPT™ substation installations can resume. At any point in time, the entire system only has a 10 MVA block in excess of load requirements. This also shows the minimal risk of stranded assets. If a 100 MVA substation was installed with the expected 18 to 30 year timeframe for Waverly West to develop, the capital investment is tied up for 18 to 30 years before the revenue is realized.

The disadvantages to the HVPT™ Substations identified are:

- Possible negative visual impact
- Potential training required.

While negative visual impact is identified as a potential disadvantage, MH has not seen the public pushback they had expected with the HVPT™ Substation. Because the HVPT™ substation has no external fence, no steel superstructure, and typically, no structures associated with it, the profile of the substation is quite low. MH selected locations where residential fencing or vegetation would reduce the visual impact. On occasion MH undertakes landscaping to reduce the visual impact.

When MH suggested this solution, the HVPT™ was still a relatively new technology, and they were concerned that additional training was required. The training that MH identified was how to conduct switching on a HVPT™ installation. MH personnel now receive this training as an extension to the typical switching training program.

Ultimately, MH selected the HVPT™ substation for the new subdivision system expansion because of cost.

MH conducted a Net Present Value(NPV) analysis on the three solutions presented above, looking at the costs with between an 18-year Rapid Growth, a 30-year Slow Growth and a 30-year Slow Growth with a 5-year stall. MH determined the NPV of the HVPT™ substation vs the substation expansion/new substation was 62% and 50% respectively.

Radial Load Feed

A client required a solution to supply a growing load off a radial 66 kV transmission line. The expected load was to be approximately 20 MVA over the first 15 years of service. The client investigated two potential solutions:

- Construct a new 15 MVA 66-24.9 kV traditional steel substation with two 15 MVA transformers.
- Construct a new 66-24.9 kV HVPT™ substation with two 10 MVA HVPT™ transformers.

The client asked for a comparison of both of these scenarios. A cost-benefit analysis of both scenarios was presented to the client. The analysis looked to compare the two solutions:

Categories Analyzed	HVPT™ Substation Vs Traditional Steel Substation
Lead time From Inception to Operation	HVPT™ – 26 to 30 weeks Traditional – 52 weeks +
Engineering Time	HVPT™ – 8 to 10 drawings for full installation Traditional – 50+ drawings
Protection and Control	HVPT™ – Simple Fuse Design, Less monitoring and control Traditional – More control CT's, and PT's with breakers.

Categories Analyzed	HVPT™ Substation Vs Traditional Steel Substation
Reliability Factors	HVPT™ - Wildlife, Equipment Failure, Tamperproof, Weather Resistant Traditional - Industry Experience
Environmental Footprint	HVPT™ – Smaller footprint, can employ Fire resistant and environmentally friendly fluids, can incorporate an oil protection system. Traditional – Larger footprint, Oil protection system design necessary, on site dressing and oil required.
Maintenance	HVPT™ – Yearly Oil Sampling and Visual Check Traditional – Bushing Maintenance, Oil Check, Fence, Security, Grounds, Wild Life Activity.
Safety	HVPT™ – Compact, Tamper-proof and weather resistant enclosure, grounding designed to prevent injuries to humans and wildlife, no above ground live conductors Traditional – Fencing required for public safety,
Emergency Replacement	HVPT™ – MH was willing to loan it's replacement HVPT™ to the client in case of a failure of client owned HVPT™. Traditional - None
Aesthetics	HVPT™ – Smaller presence in the landscape, not as vertically visible. Traditional – Steel-superstructure can be undesirable
Estimated Cost (Engineering, Procurement, Construction, Life-Cycle Maintenance)	HVPT™ between 3.0 - 3.6 M CAD Traditional between 5 - 6.5 M CAD

The biggest concern for the client was the willingness to not monitor the HV substation, and instead do monitoring of the low side only.

Technical Specifications

Transformer

The HVPT™ does not change how voltage transformation occurs, it changes the way a high voltage transformer is connected to the system. Design features incorporate the ability to ship on a standard trailer completely assembled. This eliminates any onsite transformer dressing and oil processing. Installation or removal is easy as the design allows both HV and LV cable terminations to be left in place.

Connections and neutral configurations

- Delta – Wye: Low voltage neutral is brought out inside the LV compartment to a fully insulated X0 bushing with removable ground strap. Alternative X0 bushing can be brought out through a fully insulated deadfront grounding elbow.
- Wye – Wye: High Voltage neutral is brought out to an H0 bushing inside the primary compartment. The low voltage neutral is brought out to an X0 bushing inside the LV compartment.
- Wye – Delta: The neutral is brought out to an H0 bushing.
- NGR – an NGR can be mounted on the HVPT or as a stand alone equipment.

High and Low Voltage Bushings

- High voltage bushings shall be deadfront Pfisterer type suitable to accept Pfisterer connex separable connectors rated up to 145kV, 650kV BIL.
- Low voltage deadfront integral bushings up to 900A deadbreak.

Tank/cabinet features

- Bolted tank cover with gasket stops for tank access complete with tamper resistant flange
- Sealed tank construction. Units are supplied with a blanket of nitrogen gas or certified dry air
- Bolted cooling radiators complete with tamper resistant flange
- Three point latching doors with stainless steel captive pentahead bolts for tamper resistant security and provision for padlocking
- Removable sills to assist installation and removal when skidding and rolling. Ability to leave cable terminations in place
- 4 lifting lugs or jacking steps
- Stainless steel door hinges
- Tamper resistant construction is provided in accordance to IEEE C57.12.28 Valves/plugs
- Two inch upper vacuum connection
- One inch top filter press connection

- External one inch combination drain valve with sampling device in a tamper resistant protective cover
- Pressure relief device operates at 70kPA with oil flow directed to the ground. This occurs within the metal HV compartment not into publicly accessible space

Nameplate

- Stainless steel nameplate and connection diagram
- Can include any information required by the client

Core Construction

- Three legged, mitred step-lap core steel construction
- Cores are manufactured with grain oriented silicon steel. Many grades are available to optimize core loss efficiencies and reduce noise levels
- Epoxy bands and dowels are used on legs to give more support to core

Coil Construction

- Circular wound coils to minimize stress developed by short circuits
- Coils are wound using high grade copper conductors

Core & Coil Assemblies

- The core and coil assemblies are clamped and braced using heavy steel to prevent distortion under short circuit conditions
- The assembly is designed to withstand short circuit conditions in accordance to IEEE C57.12.00
- Core and coil assemblies are dried using hot air convection ovens

Tanks

- The tanks are assembled and welded in house at PTI per the Canadian Welding Bureau (CWB) guidelines
- High strength laser cut steel is used to fabricate the tank
- All welds receive dye penetrant testing and inspection prior to painting

Tank Finish

- Bare metal is protected by a state of the art two part powder paint system
- After shot blasting the base metal to an SSSP-6 near white profile, a zinc-rich epoxy primer is applied. This is followed by a high gloss polyester finish coat to seal and provide ultraviolet protection
- The finish exceeds a 2000hr salt spray rating

Vacuum processing

- The transformers are filled under full vacuum with filtered and degasified insulating fluid

Insulating fluid

- Standard insulating fluid is an electrical grade mineral oil exceeding ASTM requirements
- Mineral oil supplied can also include an additive to inhibit oxidation if specified
- Alternative natural ester fluids such as FR3 Envirotemp are also available. These are fluids that can quickly biodegrade. FR3 has a fire point >300 °C. and is Factory Mutual Approved

Quality

The HVPT™ is manufactured at PTI's 100,000 square foot factory located in Regina, Saskatchewan, Canada. The factory is registered to the latest ISO 9001 Quality Assurance Management System.

Factory Testing

Every HVPT™ undergoes routine testing at PTI including the following:

- Insulation Power Factor
- Ratio/Polarity/Phase Rotation
- Resistance

- Applied Potential
- Induced Potential
- No Load & Load Loss
- Pressure Leak Test

Additional testing is available including

- Short-Circuit Test
- Temperature Rise
- Noise Level
- Impulse

Service Conditions

The HVPT™ is designed to be air cooled (ONAN). In accordance with IEEE C57.12.00, the ambient cooling air can not exceed 40 °C, and the average temperature of the cooling air for any 24 hour period can not exceed 30 °C. Please advise the factory of any unusual service conditions such as high altitude or climate conditions with high ambient temperatures. The transformer can be under in these conditions, but special design considerations may have to be made in accordance to IEEE C57.91: Guide to Loading Oil Immersed Transformers. The HVPT™ can be adapted to different temperature conditions to meet the requirements of each country; In Paraguay for example, the HVPT™ transformer to meet a 10 MVA rating would be the equivalent of an 11 MVA transformer under standard IEEE C57.12.00. Under emergency conditions, the HVPT™ can be loaded up to 125% of the nameplate rating.

Protection

MH's version of the HVPT™ has no on board protection. MH implements a dual fuse setup as melt matched coordinated expulsion and current limiting fuse (back up fuse) scheme. Ultimately protection is decided on a case by case basis. The HVPT™ substation concept is about simplicity, so MH uses fusing because it is comparatively inexpensive, visual, and easy to replace. In higher voltage situations or places where there may be a sensitivity to faults other forms of protection such as circuit breakers or circuit switchers may be implemented.

HV Cable

MH uses solid dielectric cables with a heavy corrugated shield to maintain flexibility while providing robust mechanical protection, moisture barrier and fault current capability. These cables meet standard AEIC CS9-06: Specification For Extruded Insulation Power Cables and Their Accessories Rated Above 46KV Through 345 KVAC.

MV Cable

MH uses MV underground cable that satisfies CSA C68.5 - Shielded and concentric neutral power cable for distribution utilities. MH uses XLPE or EPR cables with a heavy corrugated shield to maintain flexibility while providing robust mechanical protection, moisture barrier and fault current capability, up to 1000 kcmil copper or aluminum.

HV Bushings

The Pfisterer Connex cable termination allows the HVPT™ to be a Dead-front transformer. The Pfis-

terer Connex cable termination system is IEC 60840 compliant and allows for Dead-front connections up to 245 kV. The Connex termination is a dry type cable accessory that does not require oil or SF6 for assembly or operation; a dry well plug and play connection essentially turns the HVPT™ essentially into a large-scale distribution transformer. If there is a problem in with the HVPT™, it can be “unplugged” and quickly changed out for a spare transformer in less than 24 hours.

MV Bushings

The MV bushings are dry-type separable bushings. The bushings limit the low side current to 900 amps for a single bushing, if additional current is required, parallel bushings can be installed. All bushing used meet IEEE 386: Separable Insulated Connector Systems for Power Distribution Systems Rated 2.5 kV through 35 kV.

Grounding

MH designs custom ground grids for each installation to meet or exceed the Grounding Design Levels stipulated in IEEE 80. MH gathers data on soil resistivity measurements, fault currents and clearing times were required to provide an accurate model. The ground grid design ensures that transferred potentials, touch voltages, step voltages, and ground potential rise voltages are designed to be within safe tolerances for the public, employees and equipment. By having a ground grid that is safe for these factors, MH is able to eliminate the need for fencing on the HVPT™ Substation. This is a significant cost saving as the utility does not need to tie the fence into the ground grid. Upon installation of the ground grid, MH completes a Fall-of-Potential measurement to confirm that the grounding systems meets expected performance.

HV Air Terminations

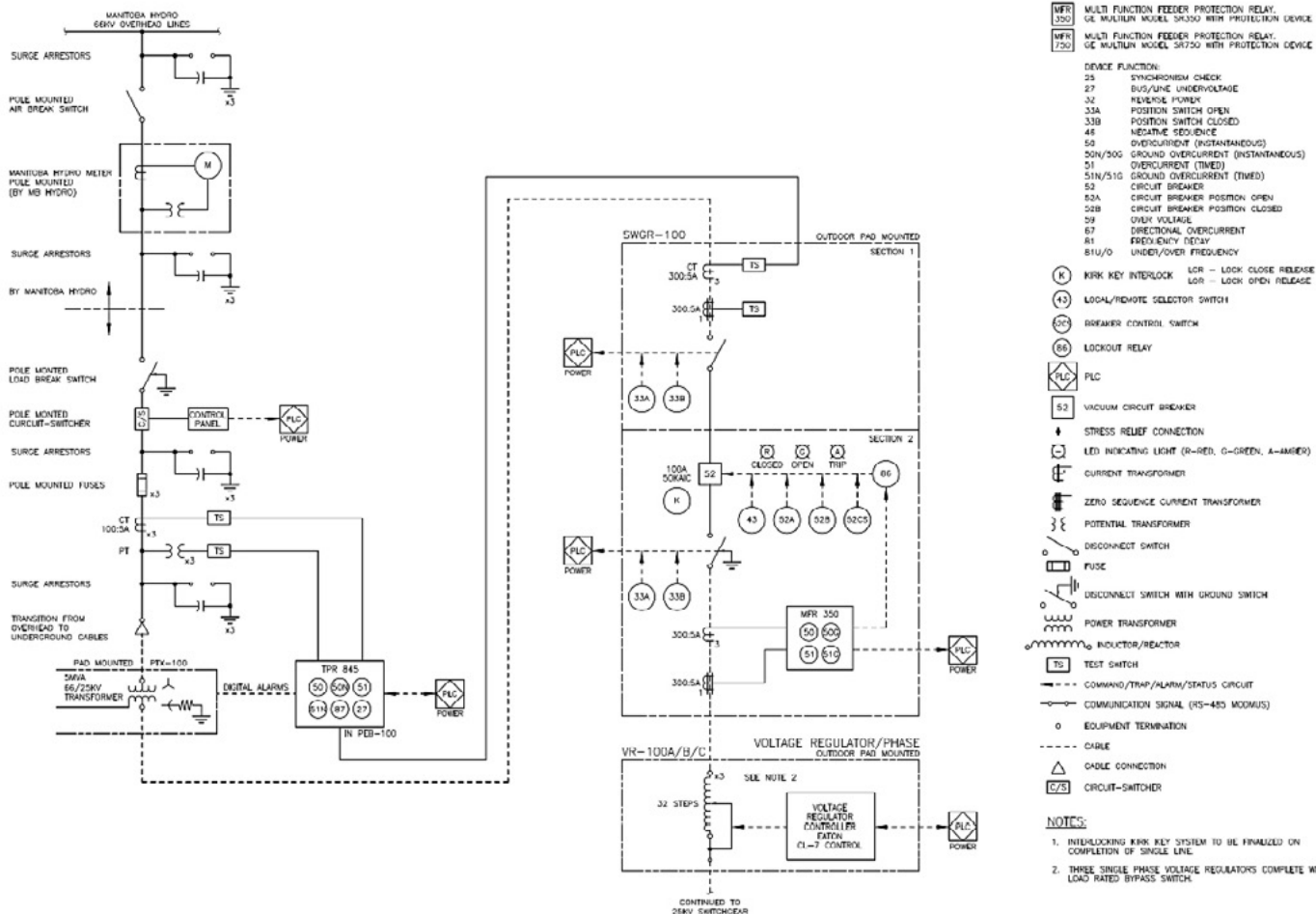
In MH, Underground Transmission Lines are rare, so a HVPT™ Substation involves a transition from Overhead Conductors to Underground Cables. For this transition, MH uses dry type assemblies. MH uses Cold Shrink style terminations for 69 kV, and push-on style terminations for 115kV and 138 kV. These terminations provide a safe and reliable transition from overhead to underground.

MH will then preform testing as outlined in IEEE 48 - Test Procedures and Requirements for Alternating-Current Cable Terminations Used on Shielded Cables Having Laminated Insulation Rated 2.5 kV through 765 kV or Extruded Insulation Rated 2.5 kV through 500 kV and IEC 60840 - Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV ($U_m = 36$ kV) up to 150 kV ($U_m = 170$ kV) - Test methods and requirements to ensure that the installation is installed and operating properly.

MV Customization

MH strives for simplicity in the rest of the substation. Switchgear, voltage regulators and reclosers are all pad-mounted designs, meeting IEEE C37.60 and IEEE C37.74 respectively. The different pieces are selected based design needs. MH uses air insulated switchgear, GIS (SF6 insulated), or solid dielectric switchgear equipment. All of these can be automated or manual. The GIS and solid dielectric switchgear can be outfitted with controls and monitoring for “Smart Grid” applications. By choosing a switchgear that fits properly for each situation, the HVPT™ substation becomes a viable solution for many different products.

Sample Single Line Diagram



Comparison of ANSI C57 12.00 VS IRAM 2099

This section describes some differences between the standards IRAM 2099 and IEEE C57.12.00

IRAM stands for “Instituto Argentino de Racionalizacion de Materiales” translated to English is “Argentinean Institute for Materials Selection”.

For Power transformers the IRAM’s particular standard is the “IRAM 2099- Power Transformers. Part 1: Generalities”. This standard is based on IEC 60076-1

IRAM has several Standards for power transformers accessories, test and others listed below:

- IRAM 62002: No load tap changers for distribution transformers.
- IRAM 62003: Power Transformers Thermometers.
- IRAM 62004: Buchholz relay for power transformers.
- IRAM 62006: Magnetic oil level for power Transformers.

- IRAM 62007: Power transformer Breather.
- IRAM 62011: Butterfly valves for Power Transformers.
- IRAM 62530: Insulator for 1.000 V and 250 to 4.000 A, for oil Immersed Transformers
- IRAM 2118: Power transformers, Heat run Test
- IRAM 2105: Dielectric test and Insulation levels
- IRAM 2106: Test method for losses, excitation current and Short Circuit Impedance
- IRAM 2104: Test method for Transformer turn relation

The following comparison are just the most important and is not intended to be a complete substitution for relief from responsibility of meeting the particular requirements of Argentinean regulations. As shown in the table below both the IRAM standards and the IEC standards (which the HVPT™ is designed to) are very similar. The HVPT™ will be able to satisfy the IRAM standards.

Clause	IRAM	IEEE C57.12.00
Scope	<p>This standard describes electrical and mechanical requirements of liquid-immersed distribution and power transformers, and autotransformers, single-phase and three phase, with the exception of the following types of apparatus:</p> <p>Single phase transformers less than 1 KVA, and three phase transformers less than 5 KVA.</p> <p>Instrument transformers</p> <p>Converter transformers</p> <p>Traction transformers</p> <p>Motor Starting transformers</p> <p>Transformers for testing</p> <p>Welding transformers</p>	<p>This standard describes electrical and mechanical requirements of liquid-immersed distribution and power transformers, and autotransformers and regulating transformers, single-phase and polyphase, with voltages of 601 V or higher in the highest voltage winding.</p> <p>This standard applies to all liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers that do not belong to the following types of apparatus:</p> <p>a) Instrument transformers</p> <p>b) Step voltage and induction voltage regulators</p> <p>c) Arc furnace transformers</p> <p>d) Rectifier transformers</p> <p>e) Specialty transformers</p> <p>f) Grounding transformers</p>

Usual Service Conditions		
1.2.1a Altitude	An altitude above sea level not exceeding 1000m (3300 ft)	The altitude shall not exceed 3300 ft (1000 m)
1.2.1b Temperature of Ambient Air and Cooling Medium	Air Ambient between 25 and 40 °C For water cooled Not exceeding 25 °C at inlet.	When air-cooled, the temperature of the cooling air (ambient temperature) shall not exceed 40 °C, and the average temperature of the cooling air for any 24 h period shall not exceed 30 °C. When water-cooled, the temperature of the cooling water (ambient temperature) shall not exceed 30 °C, and the average temperature of the cooling water for any 24 h period shall not exceed 25 °C. Minimum water temperature shall not be lower than 1 °C, unless the cooling water includes antifreeze, which is suitable for -20 °C operation.
1.2.1c Supply Voltage	Approx. sinusoidal and symmetrical	Approx. sinusoidal and symmetrical
1.2.1c Load Current	Total harmonic distortion less than 5%. Even harmonic content less than 1%. Load current total harmonic distortion not exceeding 5%.	The load current shall be approximately sinusoidal. The harmonic factor shall not exceed 0.05 per unit. Harmonic factor is defined in IEEE Std C57.12.80. Refer to IEEE Std C57.110™ [B21] for information on establishing transformer capability when supplying non-sinusoidal load currents.
Stepdown operation	Not specified	Unless otherwise specified, transformers shall be designed for step-down operation.
1.2.1d Operation Above rated voltage	105% Nominal Voltage.	Deliver rated output at 5% above rated secondary voltage or volts/Hz without exceeding temperature rise. Operate 10% above rated secondary voltage or volts/Hz at no load without exceeding temperature rise.
1.2.2 Unusual service conditions	Any unusual conditions need to be considered. These could be: very high or very low temperatures, seismic activity, important humidity, high pollution, unusual voltage or current waveshapes, and irregular loading.	Transformers may be used at higher or lower ambient temperatures or at higher altitudes than those specified in 4.1.3, but special consideration should be given to these applications. IEEE Std C57.91 [B12] provides information on recommended practices.

3.1 Some Definitions

3.1.1 Power transformer	Static device with two or more windings intended to transform, through electromagnetic induction, a system of alternating voltages and currents into another system of voltages and currents with the same frequency. These systems have the same frequency and different values, generally, and have the purpose of transferring electric power.	Power transformer: A transformer that transfers electric energy in any part of the circuit between the generator and the distribution primary circuits. See also: distribution transformer.
3.4.3 Rated voltage of a winding	Voltage specified to be applied or developed under no-load operation, between the terminals of a winding without taps or of a winding with taps connected to the main tap. For a three-phase winding, it corresponds to the voltage between the line terminals.	The voltage to which operating and performance characteristics.
3.4.4 Rated transformation ratio	Relation between nominal voltages of two windings, the second winding being characterized by having a nominal voltage less than or equal to the first.	Voltage ratings: The voltage ratings shall be at no load and shall be based on the turn ratio. Turn Ratio of a Transformer: The ratio of the number of turns in a higher voltage winding to that in a lower voltage winding.
3.4.6 Rated Power	Conventional value of the apparent power assigned to a winding which, along with the nominal voltage, allow to determine the nominal current.	The output that can be delivered for the time specified at rated secondary voltage.
Stepdown operation	Not specified	Unless otherwise specified, transformers shall be designed for step-down operation.
Rated KVA	In case of different cooling methods, (for example ONAN / ONAF) the NOMINAL KVA base is the MAXIMUM rating.	Per IEEE C57.12.00 the nominal rating is the ONAN base rating.
Impedance	Short Circuit Impedance specification: unless otherwise specified, the short circuit impedance of a pair of windings is referred to the main tap.	The impedance shall be referred to the reference temperature defined as 20°C plus the rated average winding rise. Preferred standard values of impedance are included in the product standards for particular types of transformers.
5.6 Load Losses	Guaranteed load losses is in agreement, defined the tap position, typically nominal tap.	Load losses guaranteed is rated tap.
6 Vector groups	Similar to IEC, naming convention is Number / Letter, number is winding (1, 2, 3, etc) letter is the phase (u, v, w)	IEEE convention is Letter / Number, windings are H, X and numbers are phases, example H1, X1.

9. Tolerances and discrepancies		
9.1 Losses	a) Total losses: + 10% of total losses - partial losses (either No load or Load load) : +15% of each partial loss while not exceeding the total losses discrepancy.	Shall be within 0.5% of the nameplate voltages.
9.2 Voltage ratio	Lower of a) +/- 0.5% of declared ratio. b) +/- 1/10 of the actual percentage impedance on the principal tapping.	The voltage to which operating and performance characteristics.
9.3 Impedance	Power transformers with 2 Wdg : a) Main Tap = +/-7.5% when the impedance is > 10%, +/- 10% when the impedance is < 10%. b) Other tap of two pair of windings = + /-10% when the impedance is > 10%, +/- 15 % when the impedance is < 10% For autotransformers or 3 Wdg transformers: a) Main tap = +/- 10% of value declared. b) Other tap = +/- 15% of declared value. - supplementary pair of Wdg = to be agreed but no less than 15%	+/-7.5% for two winding transformers. +/- 10% For 3 Winding or more and Autotransformers
9.5 Excitation Current	+ 30% of guaranteed value.	Not specified.
10.1.1 Routine Tests	-Winding resistance -transformer turn relation -short circuit impedance and load losses - load losses and excitation current. -dielectric tests (IRAM 2105) - on-load tap changer test Design Tests: -Heat run test -Dielectric test (IRAM 2106)	IEEE C57.12.00 TABLE 17
10.1.2 Type Tests	-Heat run -Dielectrics	IEEE C57.12.00 TABLE 17
10.1.3 Special Tests	- Dielectrics - Capacitance - Transitories - Zero Sequence - Short Circuit - Sound Level - Harmonics during No load Losses. - Auxiliaries losses (cooling losses) - Insulation Resistance, Dissipation Factor.	IEEE C57.12.00 TABLE 17

Regulación de tensión en redes de distribución con generación distribuida

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

Tema: Generación Distribuida y Redes Inteligentes

Autores

Diego Acuña
Lidia Davila
Ramiro Escuder
Andres Martinez
Julian Viera

Empresa

UTE
Ubicación: Montevideo, Uruguay
Dirección: Paraguay 2431
Código Postal: 11400
Teléfono: (+5982)22035141

Objeto

Tradicionalmente, para regular la tensión a nivel de Distribución se parte del supuesto de que la red eléctrica conserva su estructura clásica donde el flujo de potencia va siempre desde los grandes generadores hacia los consumidores pasando por redes de Transmisión y Distribución.

La Generación Distribuida (GD) contradice el supuesto anterior porque inyecta potencia a nivel de distribución, lo que genera un aumento local de la tensión y puede provocar fallas en los sistemas de regulación de tensión tradicionales.

En este trabajo se describe un método desarrollado en la empresa pública uruguaya, Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), para regular tensión considerando el efecto de la Generación Distribuida. También se describe la primera experiencia piloto de regulación implementada con este método y los resultados obtenidos.

Introducción

En UTE la regulación de tensión se hace usualmente en los puntos frontera entre Transmisión y Distribución. Se trata de estaciones reductoras de Alta Tensión (AT) 150 kV a tensiones de Subtransmisión (ST) que pueden ser 63 o 31,5 kV.

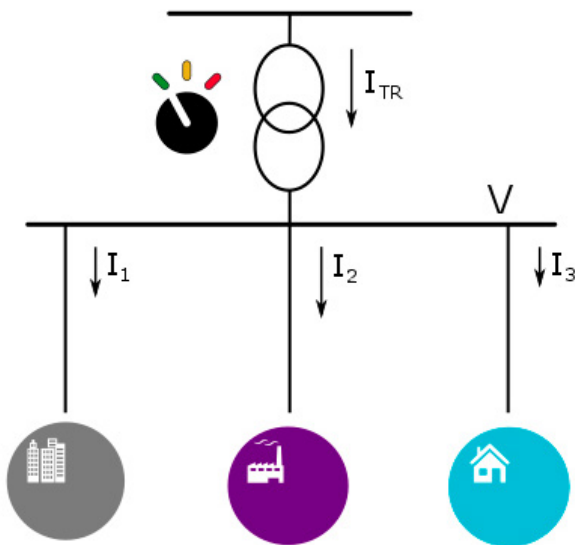


Figura 1. Esquema sin GD

El elemento que regula la tensión es el conmutador de puntos bajo carga (CBC) del transformador AT/ST, el cual tradicionalmente, se controla en base a una consigna que determina la tensión a fijar en barras de ST en función de la corriente que circula por el secundario de dicho transformador. Esta consigna se denomina curva V-I y es particular para cada estación AT/ST

Es necesario destacar dos puntos:

1. Se está usando la corriente por el transformador como representación de la potencia consumida.
2. El transformador AT/ST es gestionado y mantenido por el área Transmisión mientras que la curva V-I debe ser determinada por el área Distribución.

Regulación tradicional

El método V-I se basa en el supuesto de que la red tiene un comportamiento pasivo, o sea sin generación. Bajo este supuesto, se conoce el sentido de la corriente que circula por el transformador y por los radiales. Al tener un sentido de corriente definido, es posible relacionar las caídas de tensión en la red de Distribución con la magnitud de la corriente y por lo tanto determinar con que tensión se debe salir desde la estación de Transmisión para compensar las caídas de tensión.

Con esta relación de proporcionalidad se construye la curva de la **Figura 2**, la cual es programada en la lógica que controla el CBC del transformador de Transmisión. El control consiste en dos etapas, en la primera se determina el rango de tensión que debe tener la barra de ST en función de la/s medida/s de corriente y en la segunda se mide la tensión en ST modificando el tap del transformador hasta que la medida ingrese en el rango deseado.

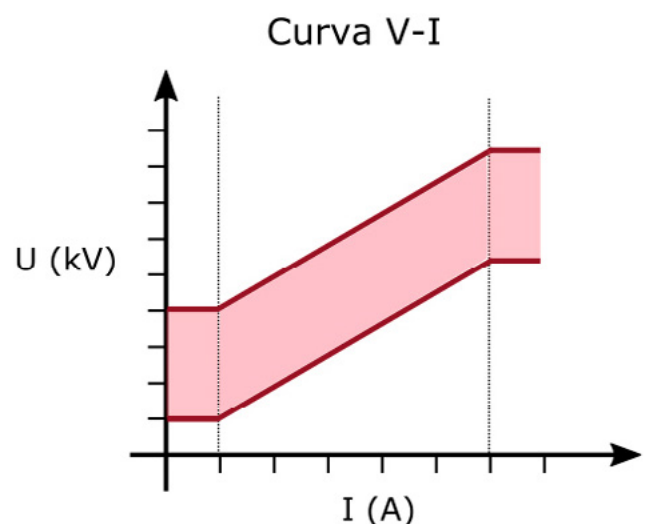


Figura 2. Curva V-I

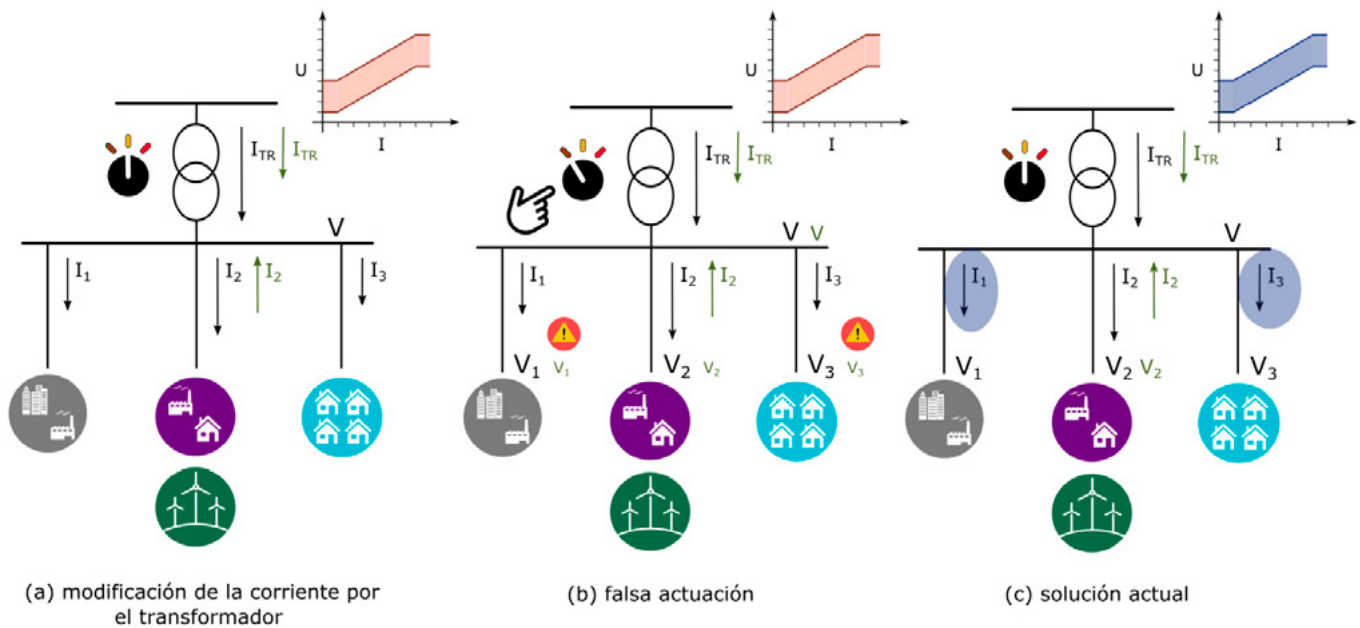


Figura 3. Problemas introducidos por la GD

Inserción de la Generación Distribuida

La inserción masiva de Generación Distribuida viola el supuesto en el que se basa la metodología de regulación tradicional y compromete su eficacia para controlar las tensiones en los nodos de la red. En la **Figura 3** hay esquema que muestra la problemática que introduce la GD en una red con una regulación tradicional, que considera la corriente que circula por el transformador de Trasmisión.

Supongamos que se parte de una situación dónde todas las tensiones de los nodos se encuentran dentro de los valores deseados. Si en ese momento se produce un aumento de la generación en un radial, se reduce la corriente que circula por el transformador como se ilustra en la **Figura 3 (a)**. Ante la reducción de corriente, la regulación de tensión tradicional reduce la consigna, lo que puede provocar el accionamiento del tap del transformador, como se ilustra en la **Figura 3 (b)**. Los radiales que no tienen generación ven incambiada la corriente que circula por sus

conductores, por lo cual su caída de tensión también permanece incambiada. En esta situación, el cambio de tap provoca que las tensiones se salgan del rango admisible, lo que se cataloga como una falsa actuación de la regulación de tensión.

Actualmente para evitar estas falsas actuaciones, en lugar de utilizar la corriente del transformador se utiliza la suma de las corrientes de los radiales que no tienen GD, como se ilustra en la **Figura 3 (c)**. Esta solución es razonable mientras que las corrientes de los radiales considerados sean representativas de las caídas de tensión que se desean corregir, además se presentan las siguientes desventajas:

- Las tensiones de los nodos que se encuentran próximos las Centrales Generadoras se ven afectadas por la inyección de potencia de la GD. Al definir la regulación sin contemplar la corriente por los radiales con GD no se utiliza explícitamente la información de los nodos afectados por la generación.

- Si se conectan nuevos generadores en los radiales que previamente no contaban con GD, se disminuye la cantidad de corrientes que se pueden utilizar para determinar las bandas de regulación de tensión. El caso extremo es que todas las salidas cuenten con GD, la solución a aplicar es establecer una banda de tensiones independiente de la corriente. Al no considerar esta corriente no se consideran las caídas de tensión en los conductores y por lo tanto se empeora la calidad de tensión en los nodos de la red.

Para combatir esta situación, se desarrolla un nuevo método desarrollado considera los efectos de la GD y busca determinar la ventana de regulación óptima en barras ST de las estaciones de Transmisión de modo que la mayor cantidad de nodos relevantes de la red de Distribución tengan una tensión dentro de sus rangos deseados.

Metodología

El nuevo método de regulación intenta mantener la tensión de todos los nodos relevantes de la red dentro de cierto rango aceptable actuando solamente sobre el conmutador de punto bajo carga (CBC) del transformador AT/ST.

Los nodos “relevantes” de la red para la regulación de tensión son aquellos dónde se ubican los consumidores o los generadores de la red. De ahora en más a estos nodos “relevantes” se los llama Nodos Regulados, en una red de ST estos son:

- Barras de MT de Estaciones de Distribución ST/MT.
- Barras de ST de Suscritores conectados en ST.

- Barras de ST de Centrales Generadoras conectadas en ST.

En la **Figura 4** se muestra un esquemático con los Nodos Regulados de una red de ST, los cuales se resaltan en azul. La consigna que determina la nueva metodología de regulación es la que se debe aplicar en la barra verde.

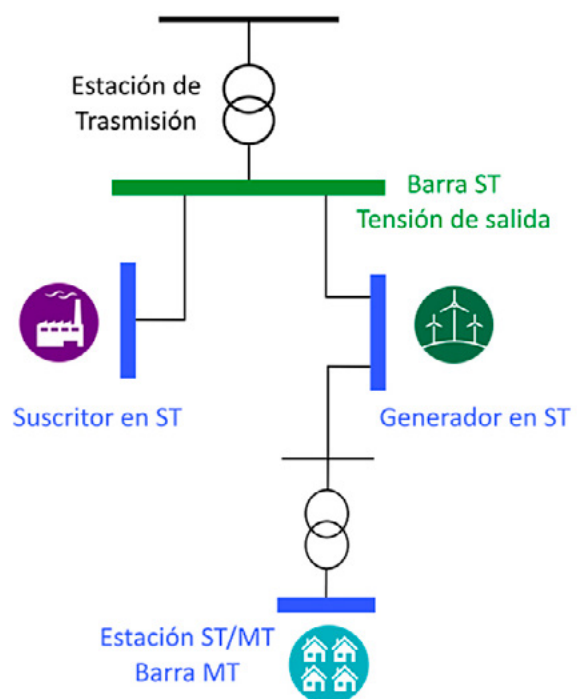


Figura 4. Nodos Regulados

La tensión ideal de salida de la estación de transmisión es aquella que mantiene la tensión de todos los Nodos Regulados dentro de los rangos de variación admisible de cada uno de ellos. En la mayor parte de los casos, no es posible encontrar la tensión de salida ideal, debido a que con una sola variable de control no es posible corregir las caídas de tensión que se producen en los todos los conductores. Además, en la práctica no es razonable establecer un valor determinado de tensión en una barra, sino que un intervalo en el cual la misma varíe. Por lo antedicho, se requiere de herramientas que permitan comparar los beneficios que devuelve una determinada consigna de tensión, para ello se realizan las siguientes definiciones.

Coeficientes de importancia K_n

El coeficiente de importancia es un valor constante y positivo, su valor depende de la red eléctrica. Este parámetro es definido para cada Nodo Regulado de la red, y el mismo modula el impacto global que tiene una tensión fuera del rango admisible en dicho nodo. Una observación es que el valor del coeficiente en un nodo determinado es relativo a los coeficientes de los demás nodos, debido a que destaca a ese nodo respecto al resto.

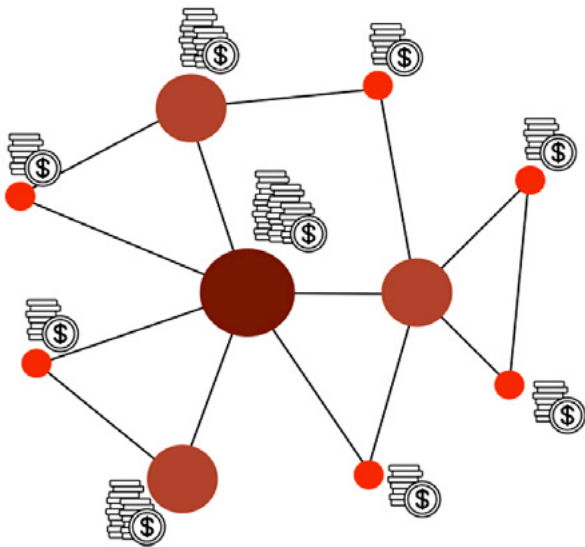


Figura 5. Coeficientes de importancia.

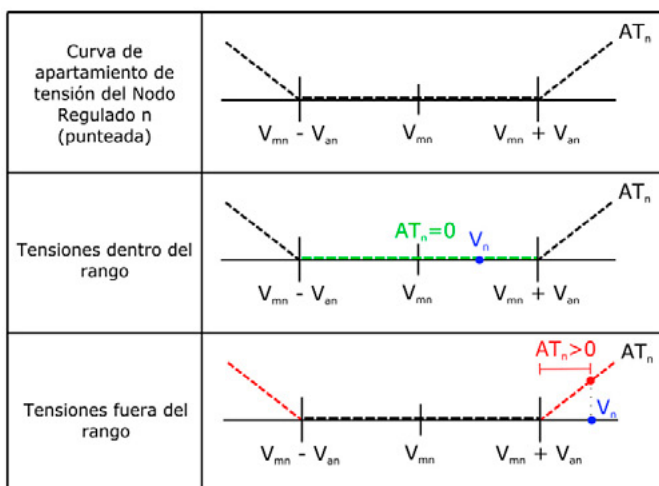
Luego de diversos análisis y pruebas, se vio que la mejor forma de cuantificar el coeficiente K_n es en base a la facturación promedio anual de todos los clientes alimentados por el nodo n .

Apartamiento AT_n

Por cada nodo definimos una banda de tensión aceptable o deseada, es particular para cada nodo y depende de las características del mismo:

- Cuando el Nodo Regulado es un cliente en ST, la banda de tensión aceptable se toma en base a los requerimientos del ente regulador (URSEA) para ese tipo de clientes.
- Cuando se trata de una estación ST/MT la banda se toma en base a los requerimientos de tensión de la red de MT que conecte aguas abajo de la estación.

El apartamiento lo definimos como la diferencia (en por unidad) entre la tensión del nodo y el extremo más próximo de la banda.



$$AT_n(V_n) = \begin{cases} 0 & \text{si } V \in [V_{mn} - V_{an}, V_{mn} + V_{an}] \\ \frac{(V_{mn} - V_{an}) - V_n}{V_{mn}} & \text{si } V < (V_{mn} - V_{an}) \\ \frac{V_n - (V_{mn} + V_{an})}{V_{mn}} & \text{si } V > (V_{mn} + V_{an}) \end{cases}$$

Vemos que el apartamiento es siempre positivo, cuando la tensión del nodo está dentro de su banda aceptable el apartamiento vale cero, si la tensión está fuera de su banda, toma un valor positivo que será mayor cuanto más apartada está la tensión de los bordes de la banda.

Índice de tensión individual IT_n

El indicador individual que se utiliza para modelar la insatisfacción que genera una tensión fuera de rango en el nodo regulado n , se lo llama Índice de tensión individual IT_n .

Para determinar el IT_n se utilizan dos parámetros adicionales, V_{minn} y V_{maxn} los cuales ofician como una restricción en los valores de tensión que pueden tomar los nodos regulados. Con esta restricción se asegura que no se considere como válida una consigna de regulación que lleve al menos a un nodo regulado de la red fuera de los límites de seguridad establecidos.

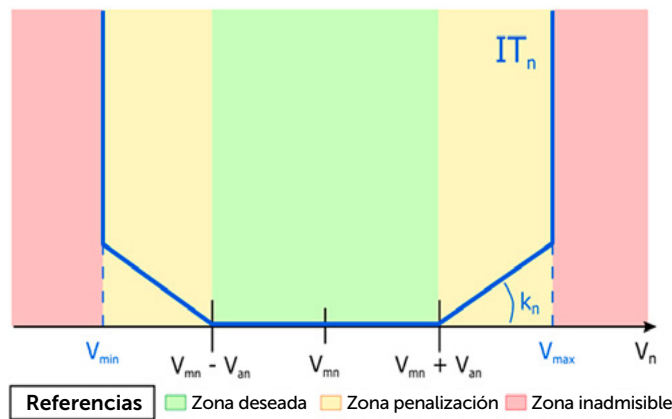


Figura 6. Índice de tensión Individual para el Nodo Regulado n .

El Índice de tensión individual se obtiene de la siguiente manera:

$$IT_n(V_n) = \begin{cases} K_n * AT_n & \text{si } V_{min_n} \leq V_n \leq V_{max_n} \\ +\infty & \text{en otro caso} \end{cases}$$

Índice de tensión global IT

El índice anterior cuantifica la insatisfacción local que genera la tensión V_n en el Nodo Regulado n . Cada una de las tensiones V_n , en un escenario de cargas y una explotación determinada, depende de una misma tensión V que es la tensión de la barra de ST de la estación de trasmisión asociada. Por lo cual se define un índice de tensión global asociado a esta tensión V .

$$IT(V) = \sum_{n \in N} IT_n\{V_n(V)\}$$

En la **Figura 7** se muestra la forma típica de esta función con la variable V discretizada. Es deseable que este índice sea lo más bajo posible ya que la tensión que produce el índice más bajo es la que minimiza los apartamientos de tensión ponderados por la importancia de los nodos regulados, o en otras palabras la que minimiza la insatisfacción global. El mínimo de esta función es cero, valor que implica que todos los nodos de la red tienen tensión aceptable.

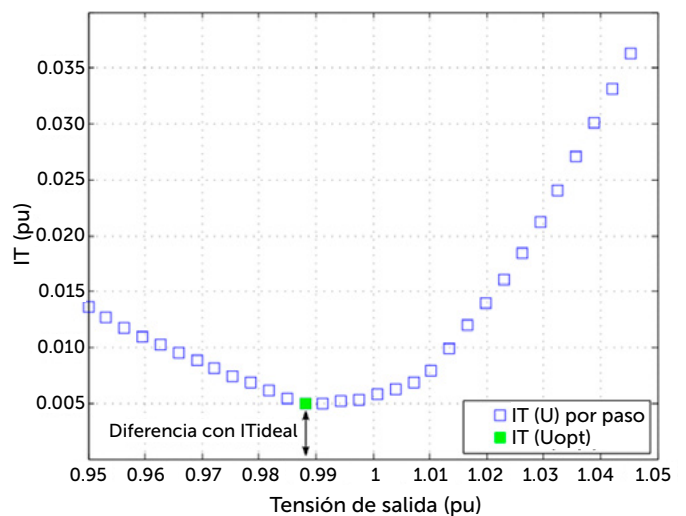


Figura 7. Índice de tensión global

Optimización

El objetivo del Algoritmo de Regulación es determinar cuál es el rango o ventana de tensión que se debe establecer en las barras de la estación de transmisión que optimiza la tensión en el conjunto de los Nodos Regulados.

Se define \vec{V}_j como el vector que contiene los valores de V discretizados en un determinado ancho de ventana, este vector es la variable de optimización. Es posible calcular el $IT_{ventana}(\vec{V}_j)$ como el agregado de los $IT(V)$ que pertenecen a la ventana de regulación, matemáticamente:

$$IT_{ventana}(\vec{V}_j) = \sum_{\forall k / V_k \in \vec{V}_j} IT(V_k)$$

Sea que se utiliza \vec{V}^* la consigna que se va a aplicar, se desea que este vector sea la solución al siguiente problema:

$$\vec{V}^* / IT_{ventana}(\vec{V}^*) \leq IT_{ventana}(\vec{V}_j) \quad \forall \vec{V}_j$$

Para determinar los índices de tensión $IT(V_k)$ se corren flujos de carga, con el escenario de cargas y de explotación fijos, y variando discretamente la tensión de salida V_k dentro de un intervalo de valores razonables. Para fijar ideas, en el caso implementado en la prueba piloto se varía la tensión V_k entre [0.95,1.05] pu (valores exigidos por URSEA para clientes conectado en 31,5 kV) con un paso de 0,1 kV.

En la **Figura 8** se muestran los resultados de $IT(V_k)$ obtenidos mediante el flujo de carga. Se observa que la ventana incluye las tensiones de salida con menor IT .

Assumiendo que en la realidad es equiprobable que la tensión de la barra de ST tome cualquier valor dentro de la ventana, la solución obtenida con el algoritmo es la que minimiza el valor esperado del IT que se produce en la realidad.

La idea, es aplicar este algoritmo de regulación cada 15 minutos, modelando la red con las medidas en ese instante de consumo, generación y explotación de la red, y transmitir la ventana de regulación de tensión al CBC del transformador de Trasmisión.

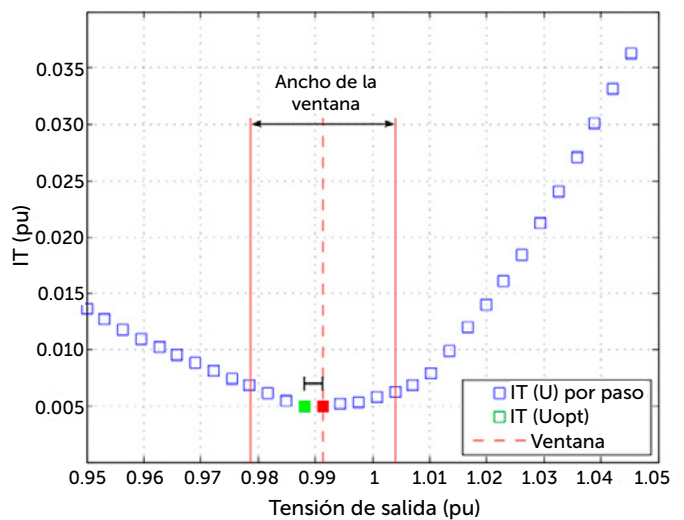


Figura 8. Resultados de IT global por paso.

Implementación

Como se vio en los puntos anteriores, el método planteado, para correr los flujos de carga requiere, conocer en tiempo real las medidas de potencias consumidas o generadas en cada uno de los nodos de la red. Además, como veremos más adelante, también se requieren en tiempo real los siguientes datos:

1. Estados de cada dispositivo de maniobra de la red de ST (indicación de abierto o cerrado de los disyuntores y seccionadores de la red).

2. Medida de tensiones de cada uno de los Nodos Regulados y de la estación de transmisión

Estos valores son recibidos en el sistema SCADA de UTE Distribución, motivo por el cual el algoritmo de regulación se instaló en los servidores de dicho sistema implementando una interfaz para intercambiar los datos necesarios en tiempo real.

Independientemente de lo anterior, la lógica que controla el CBC permanece en la estación de transmisión pero con algunas modificaciones que le permiten recibir las consignas de tensión que se envían desde distribución

Desafíos resueltos

Para la implementación del nuevo método de regulación hubo que resolver varios desafíos a nivel de los sistemas informáticos de UTE:

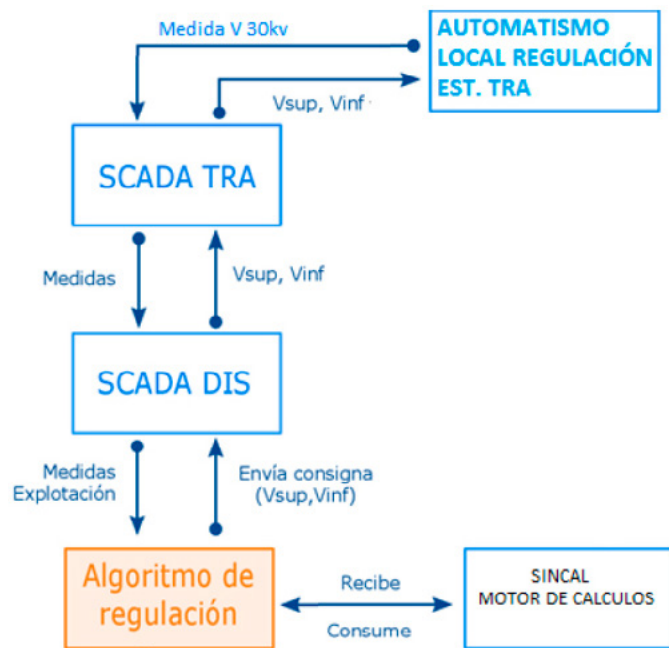


Figura 9. Comunicación

1. Desarrollo de un algoritmo de regulación a nivel del sistema SCADA distribución, que toma datos en tiempo real desde el sistema SCADA de distribución y genera la banda de consigna de tensiones a aplicar según el método explicado anteriormente. Además realiza funciones de verificación y validación como veremos más adelante.

2. Desarrollo de una interface en tiempo real entre el algoritmo anterior y un programa que denominaremos “motor de cálculos”. Este programa se encarga de realizar los flujos de carga. El programa utilizado fue el SINCAL que se trata de una aplicación comercial desarrollado por SIEMENS el cual ya se tenía disponible en UTE previo al comienzo de este proyecto.

3. Dado que los Nodos Regulados pertenecen a distribución y la estación cabecera pertenece a transmisión y que cada una de estas áreas de UTE cuenta con su propio sistema SCADA, fue necesario implementar la comunicación de medidas y consignas entre ambos sistemas SCADA. El canal de comunicaciones ya era existente, (ICCP protocolo intercentro), pero se debió ajustar a los tiempos y demás requerimientos del nuevo sistema de regulación

4. Modificación del automatismo que controla el CBC del transformador de transmisión de modo que pueda recibir la consigna de tensiones externa (que se envía desde el sistema SCADA transmisión) en lugar de funciona con la consigna V-I tradicional

Condiciones de funcionamiento y procedimientos ante fallas

A efectos de robustecer el sistema fueron previstas varias condiciones de funcionamientos y fallas en los sistemas de comunicaciones y adquisición de datos como se explica a continuación:

1. **Modificaciones en la explotación de la red:** La red de distribución que conecta los Nodos Regulados entre sí y con la estación de transmisión tiene una conexión o condición de explotación normal pero ante una falla, una parte de la red puede quedar transitoriamente sin tensión o (dado que es mallada) puede que algunos de los Nodos regulados queden fuera de su explotación normal durante un periodo prolongado. Ante estos cambios en la explotación, el sistema se adapta y continúa funcionando. En cada instancia que se corre el método (una vez cada 15 minutos) se envía desde el algoritmo de regulación al SINCAL, además de otros datos, una foto con los estados de todos los dispositivos de maniobra de la red. SINCAL ajusta su modelo interno de red según estos datos y corre los flujos de carga.
2. **Falla de comunicación entre el sistema SCADA de distribución y la estación de transmisión.** El automatismo local a la estación de transmisión que controla el CBC del transformador AT/ST está programado de modo que en caso de no recibir las tensiones de consigna desde distribución pasa automáticamente a un “modo seguro” consistente en mantener la tensión dentro de una banda fija predeterminada.
3. **Falla en la adquisición de estados en las estaciones de distribución.** A nivel de las estaciones de distribución (Nodos Regulados) pueden producirse fallas en la comunicación con el centro del control

o falla en los dispositivos captosres instalados en las estaciones (unidades remotas, relés de protección, medidores, etc.). Cuando falla un estado de un dispositivo de maniobra relevante el sistema mira la corriente que pasa por dicho dispositivo, si esta es mayor a 5A, asume que el dispositivo de maniobra está cerrado, de lo contrario lo asume abierto. Si la corriente tampoco está actualizada el automatismo toma el último estado válido del dispositivo de maniobra que haya llegado al sistema SCADA. (el algoritmo se convierte en un estimador de estados)

4. **Falla en la adquisición de medidas en las estaciones de distribución** Cuando el sistema no puede conocer una medida, ya sea de tensión, corriente o de potencia, el sistema toma el último valor válido que llegó a SCADA. Luego se determinará si esta medida es correcta o no en base a un procedimiento de verificación en conjunto con el motor de cálculo.

Puntos a destacar:

- El método fue diseñado de modo de posibilitar el uso del mismo motor de cálculos para más de un automatismo de regulación. Si bien el modelo de red es interno a SINCAL, este puede manejar varios modelos, cada vez que se invoca a SINCAL desde el algoritmo de regulación, se le indica que modelo de red utilizar. En la experiencia piloto se vio que el tiempo que tarda SINCAL en hacer los cálculos necesarios para este automatismo de regulación ocupa menos del 2% del periodo de 15 minutos entre cada instancia, En otras palabras el SINCAL permanece inactivo el 98% del tiempo.
- La interfaz con el motor de cálculos fue diseñada en forma independiente del mismo de manera que pueda ser usada para otro motor en caso de ser necesario.

Procedimiento de verificación

Como vimos anteriormente, el sistema corre una instancia cada 15 minutos. En cada instancia se hacen aproximadamente 30 corridas de flujos de carga para cubrir todas las posibles tensiones de la estación cabecera (+/- 100V en cada corrida).

El procedimiento de verificación consiste en que la primera corrida de flujo de carga de cada instancia se hace con los valores medidos de potencias en los Nodos Regulados y de tensión en la cabecera. Lo que se obtiene son los valores de tensión que debería haber en las barras de las estaciones de distribución.

El procedimiento de verificación compara la tensión medida contra la calculada para cada Nodo Regulado de mayor prioridad. Si en una cantidad de nodos mayor al 20% del total, la diferencia de tensiones es

mayor al 1,25%, la instancia se marca como errónea, aunque igual se calcula la consigna y se la envía a la estación de Transmisión.

Cuando ocurren 3 instancias consecutivas erróneas, el sistema envía una señal al automatismo de la estación de Transmisión que pase a funcionar en modo seguro. Independientemente de lo anterior, el algoritmo de regulación sigue corriendo regularmente cada 15 minutos. Si vuelve a encontrar una instancia válida, se retoma automáticamente el funcionamiento normal.

Experiencia piloto

La primera experiencia de este sistema de regulación se hizo en la ciudad de Tacuarembó ubicada en el norte del país, con aproximadamente 55.000 habitantes.

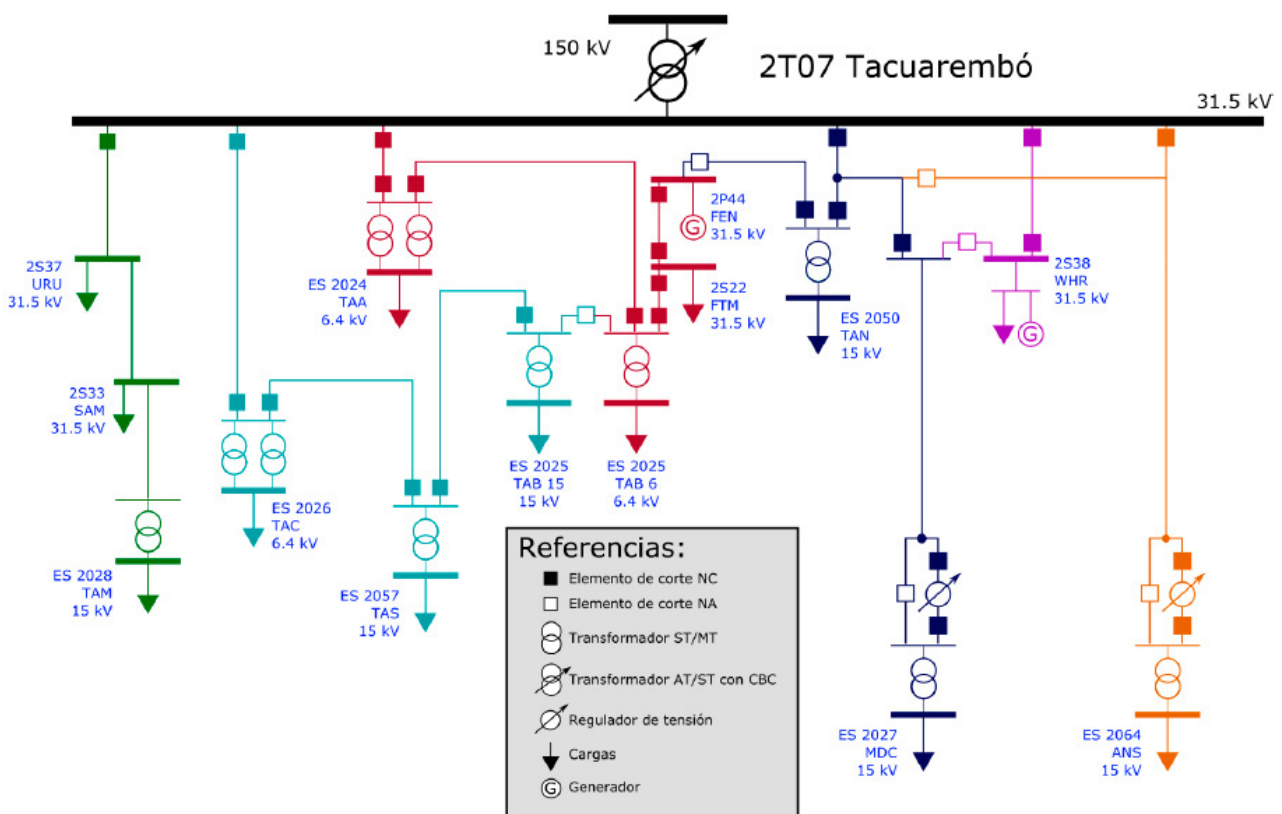


Figura 10. Unifilar con elementos considerados por el Algoritmo de Regulación

Se seleccionó esta ciudad debido a las condiciones de su red de ST. Prácticamente la totalidad de la misma está controlada desde el sistema SCADA y su tensión se regula desde una sola estación de Transmisión.

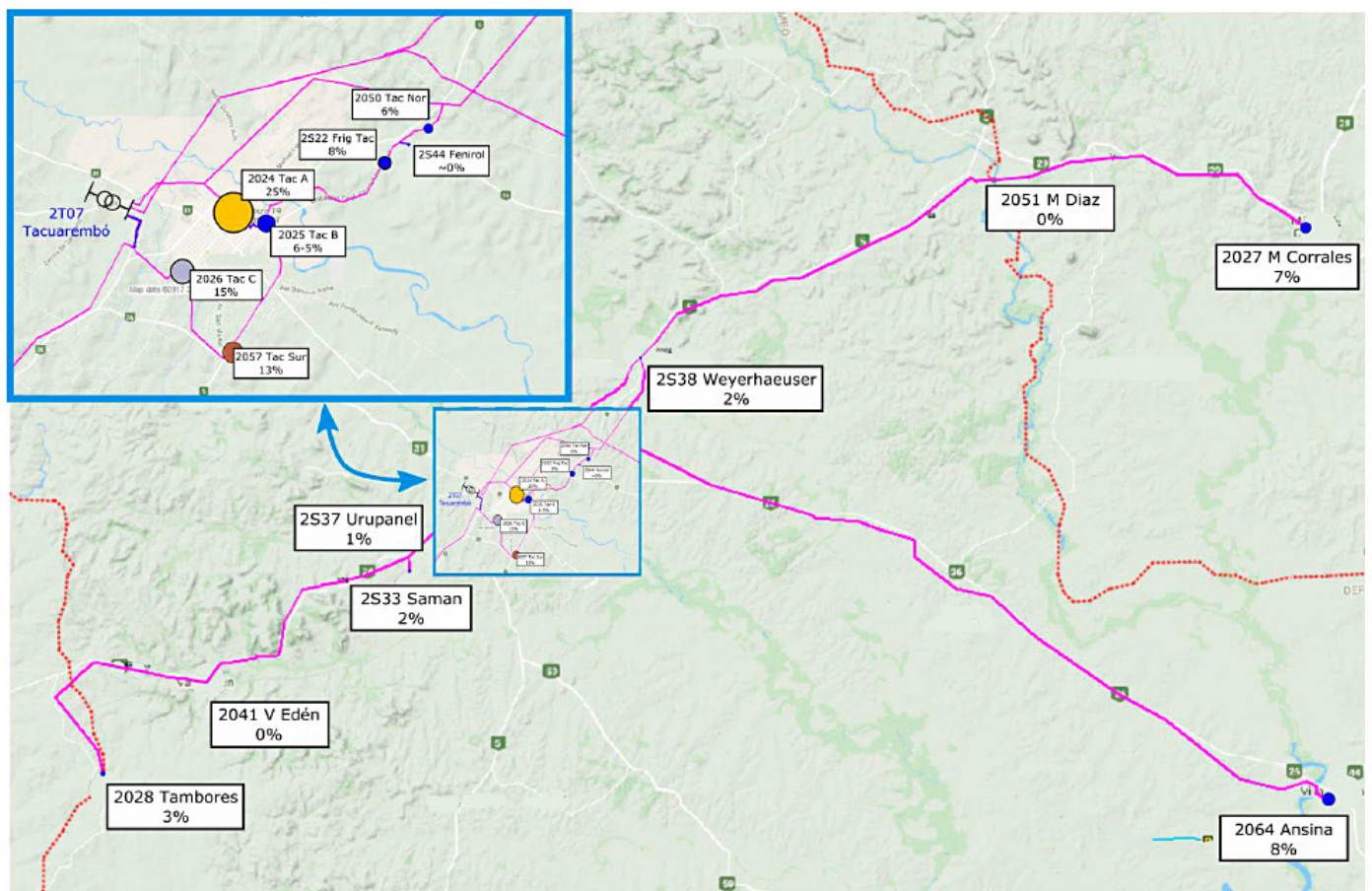
En la **Figura 10** se muestra un esquema unifilar de la red, que resume todos los elementos que son considerados por el Algoritmo de Regulación. Los Nodos Regulados se representan como barras gruesas con su respectiva matrícula, identificación y nivel de tensión nominal. La red de Tacuarembó consta de catorce Nodos Regulados que están en el sistema SCADA y varios más de potencia instalada muy pe-

queña que no están en SCADA. De estos últimos, la mayoría son transformadores rurales de ST/BT que alimentan a pocos clientes de bajo consumo.

En las estaciones más alejadas, la ES 2027 Minas de Corrales hacia el este y la ES 2064 Ansina hacia el sur-este, se instalaron reguladores de tensión independientes lo cual “desacopla” la tensión de dichos nodos del resto de la red. El control de tensión en estos Nodos Regulados lo realizan estos reguladores de tensión y no el Algoritmo de Regulación.

Los parámetros esenciales del Algoritmo de Regulación son los que se muestran en la **Tabla 1**.

Coeficientes K_n y Apartamientos de tensión



Nodo Regulador	kn	Vmi (kV)	Vai (kV)
ES 2024 Tacuarembó A - 6,4 kV	0,256	6,5	0,1
ES 2026 Tacuarembó C - 6,4 kV	0,148	6,5	0,1
ES 2057 Tacuarembó Sur - 15 kV	0,133	15,625	0,225
ES 2064 Ansina - 15 kV	0,078	15,625	0,225
2522 Frigorífico Tacuarembó - 31,5 kV	0,076	31,5	1,575
ES 2027 Minas de Corrales - 15 kV	0,067	15,625	0,225
ES 2025 Tacuarembó B - 15 kV	0,059	15,625	0,225
ES 2050 Tacuarembó Norte - 15 kV	0,058	15,625	0,225
ES 2025 Tacuarembó B - 6,4 kV	0,048	6,5	0,1
ES 2028 Tambores - 15 kV	0,026	15,625	0,225
2533 Saman - 31,5 kV	0,02	31,5	1,575
2538 Weyerhaeuser - 31,5 kV	0,016	31,5	1,575
2537 Urupanel - 31,5 kV	0,14	31,5	1,575
2544 Fenirol - 31,5 kV	0,002	31,5	1,575

Tabla 1. Algoritmo de Regulación de Tensión.

Parámetros

- **Coefficiente de importancia:** los coeficientes de importancia se definieron en función de la facturación de cada Nodo Regulado. En UTE esta es una manera equitativa de definir la importancia de los nodos, ya que contempla los subsidios al consumo en los distintos niveles de tensión. En este caso, el anillo urbano concentra casi el 80 % de la importancia total de la red.
- **Rangos de tensión deseada:** en el nivel de ST la tensión se establece en los valores indicados por el ente regulador URSEA. En cambio en MT, se establecen bandas más exigentes, las cuales aseguran que los clientes conectados aguas abajo tengan niveles de tensión admisibles.

Revisión de medidas

Otro paso importante, previo a la implantación fue la revisión de las medidas (tensiones y potencias) que el sistema de regulación toma del SCADA. En cada estación se verificó lo siguiente:

- Relaciones de transformación. Las relaciones configuradas en los instrumentos deben coincidir con las relaciones reales de los transformadores de medida correspondientes
- Verificación de las comunicaciones, tiempo de actualización y bandas muertas de todos los canales por los que pase cada medida desde el instrumento al centro de control. Por ejemplo un medidor se puede comunicar con una unidad remota en protocolo Modbus y luego de la unidad remota al centro de control en protocolo IEC60870-5-104 o DNP-TCP.

- Verificación de concordancia de fases en las medidas de potencia.

La mayoría de los instrumentos que se utilizan son medidores clase 0,5 aunque también hay medidas tomadas por dispositivos de protección que al estar conectados a circuitos de medida de protección tienen más error.

Si bien en este caso prácticamente no fue necesario instalar nuevos medidores, prevemos que en futuras implementaciones se requiera sustituir o instalar dispositivos de medida o incluso sustituir unidades remotas.

Pruebas y ensayos

Para probar el funcionamiento de este sistema se utilizaron datos históricos del sistema PI de registro del SCADA. Se hicieron pruebas con una ventana de tiempo de un año y principalmente se probó el algoritmo con conexiones al motor de cálculo desde programación realizada en Excel.

Luego se desarrollaron las interfaces para tiempo real en base a programación .net teniendo en cuenta el funcionamiento 24x7 y con alta disponibilidad.

Esta etapa fue particularmente larga debido a que, como fue el primer sistema de este tipo, la mayoría de las pruebas y análisis correspondieron a desarrollo del algoritmo más que a ajustes del piloto en sí.

Puesta en servicio

Este piloto se puso en servicio a mediados de mayo de este año. Desde esa fecha se han hecho diversos análisis de validación de las bandas calculadas.

Análisis de funcionamiento del piloto

Indicadores

Para evaluar el desempeño de un método de regulación se procesan las medidas de tensión disponibles en cada Nodo Regulado de la red para obtener los siguientes indicadores de performance:

- **Índice de Tensión individual:** es el indicador que cuantifica la insatisfacción que generan tensiones por fuera de los rangos deseados en un determinado Nodo Regulado de la red. Este es el indicador que utiliza el Algoritmo de Regulación para decidir la consigna que se debe aplicar. Para cada Nodo Regulado se calcula el valor de índice promedio que se presenta en un determinado período de tiempo.
- **Tiempo promedio fuera de banda:** este indicador es la cantidad de horas diarias promedio en la cual la tensión en un Nodo Regulado se encuentra por fuera de los valores deseados.
- **Desvío respecto a la media:** diferencia en pu entre la tensión promedio y el valor medio de la banda. Representa que tan lejos se está del valor medio deseado.
- **Dispersión:** desviación estándar de las tensiones respecto al valor medio deseado.

Los indicadores globales, a excepción del Índice de Tensión global, se calculan sumando los indicadores individuales ponderados por los coeficientes de importancia del Nodo Regulado correspondiente.

Para calcular estos indicadores se toman 20 días antes y 20 días después de la puesta en servicio del algoritmo de regulación.

Resultados en tensión

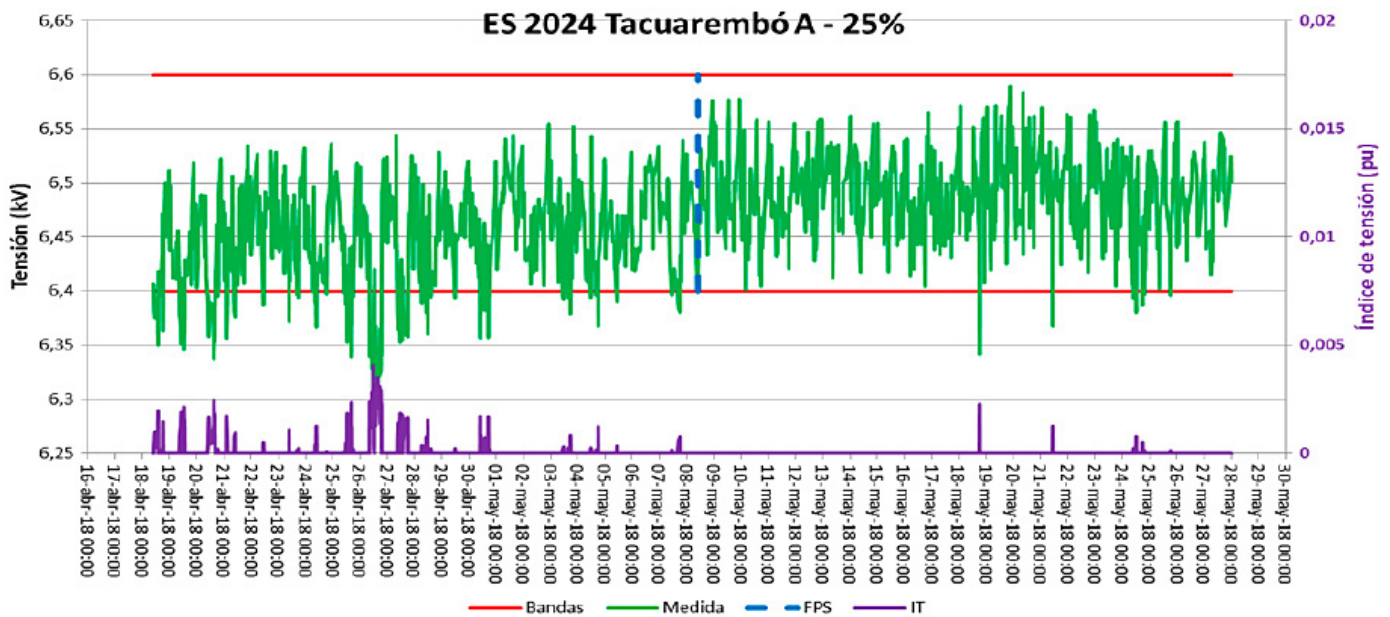


Figura 11. Tensión en el nodo más relevante.

Resultados en tensión

En la gráfica de la **Figura 11** se muestran los resultados de tensión en el Nodo Regulado más relevante de la red, previo y posteriormente a la puesta en servicio del algoritmo de regulación. En verde se muestra la medida de tensión en la barra, el objetivo de la regulación es que esta curva se encuentre contenida dentro del rango definido por las líneas rojas. La curva punteada FPS indica la fecha de puesta en servicio del algoritmo de regulación. En el segundo de eje del gráfico, se muestra el índice de tensión individual del Nodo Regulado calculado con las medidas de tensión obtenidas. Se observa que el algoritmo eleva el nivel de tensión de la red de forma que la tensión en el Nodo Regulado ingrese en los rangos deseados, reduciendo las penalizaciones por subtensión casi completamente.

Este comportamiento es el esperado, al ser el Nodo Regulado más importante causa mucha insatisfacción que la tensión del mismo se vaya de rango.

Primeros problemas

En la **Figura 12** se muestra el índice de tensión global una semana antes y una semana después de la puesta en servicio del Algoritmo de Regulación. Se observa que el Índice global empeora con el ingreso del Algoritmo de Regulación, lo cual no debería suceder porque esta es la variable de optimización que utiliza el mismo. Para identificar por qué sucede esto, se graficaron los índices de tensión individual con lo cual se identificó que una única estación (Tacuarembó C en rosado claro), es la que está aportando para el índice global. El Nodo Regulado que penaliza es el segundo en importancia, se procedió a identificar porque se produce esta penalización y como corregirlo que sucede.

En la **Figura 13** se muestran los resultados y las medidas, de tensión e IT, en el Nodo Regulado Tacuarembó C.

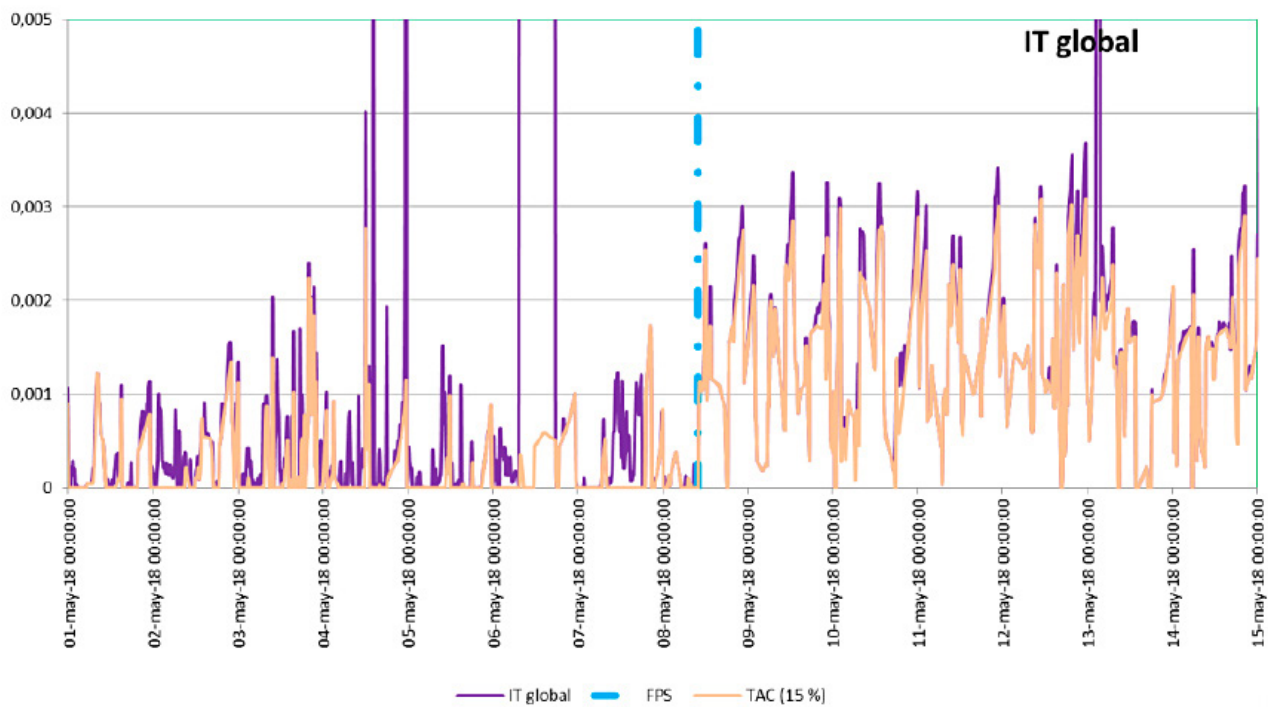
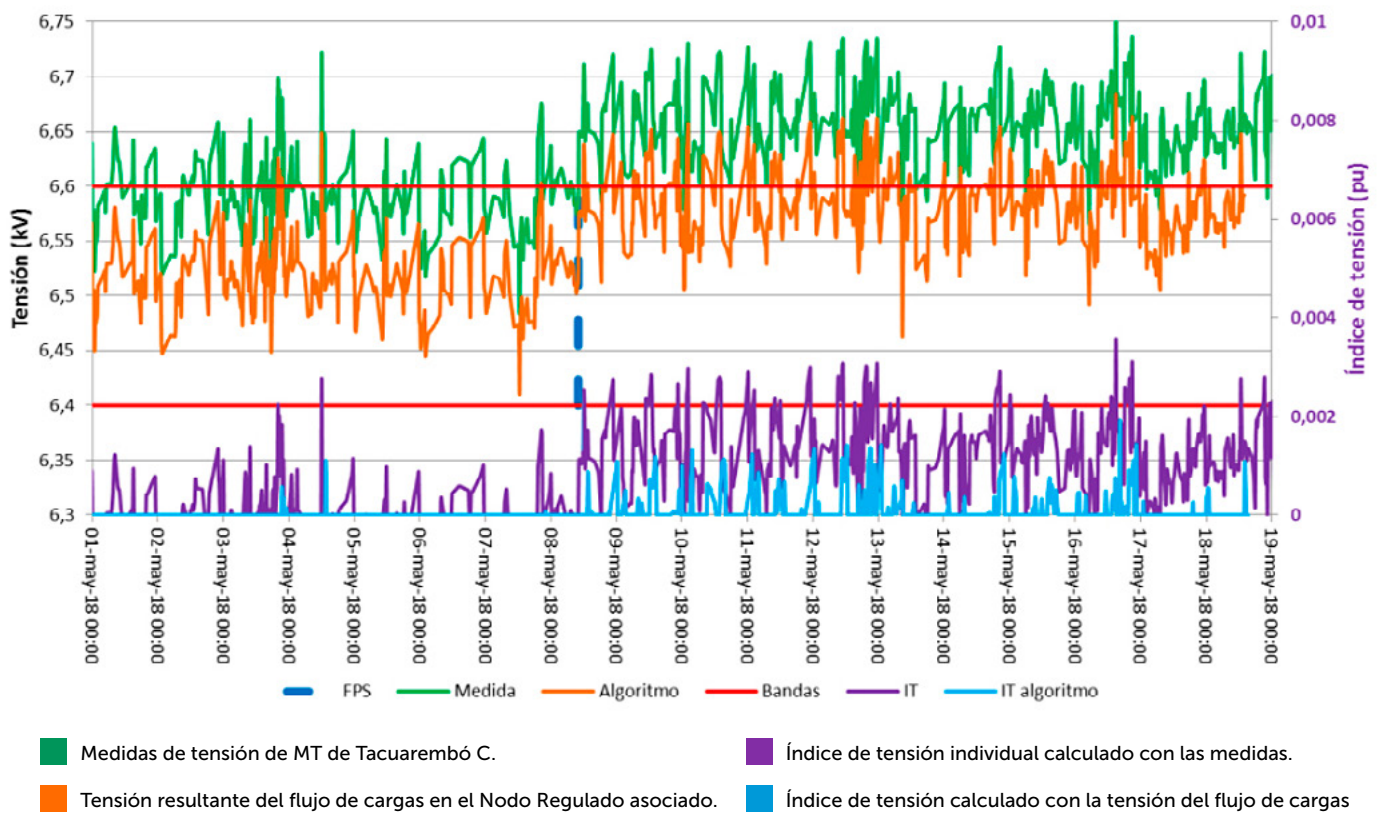


Figura 12. Índice de tensión global.



- Medidas de tensión de MT de Tacuarembó C.
- Tensión resultante del flujo de cargas en el Nodo Regulado asociado.
- Índice de tensión individual calculado con las medidas.
- Índice de tensión calculado con la tensión del flujo de cargas

Figura 13. Desvío en los cálculos en TAC.

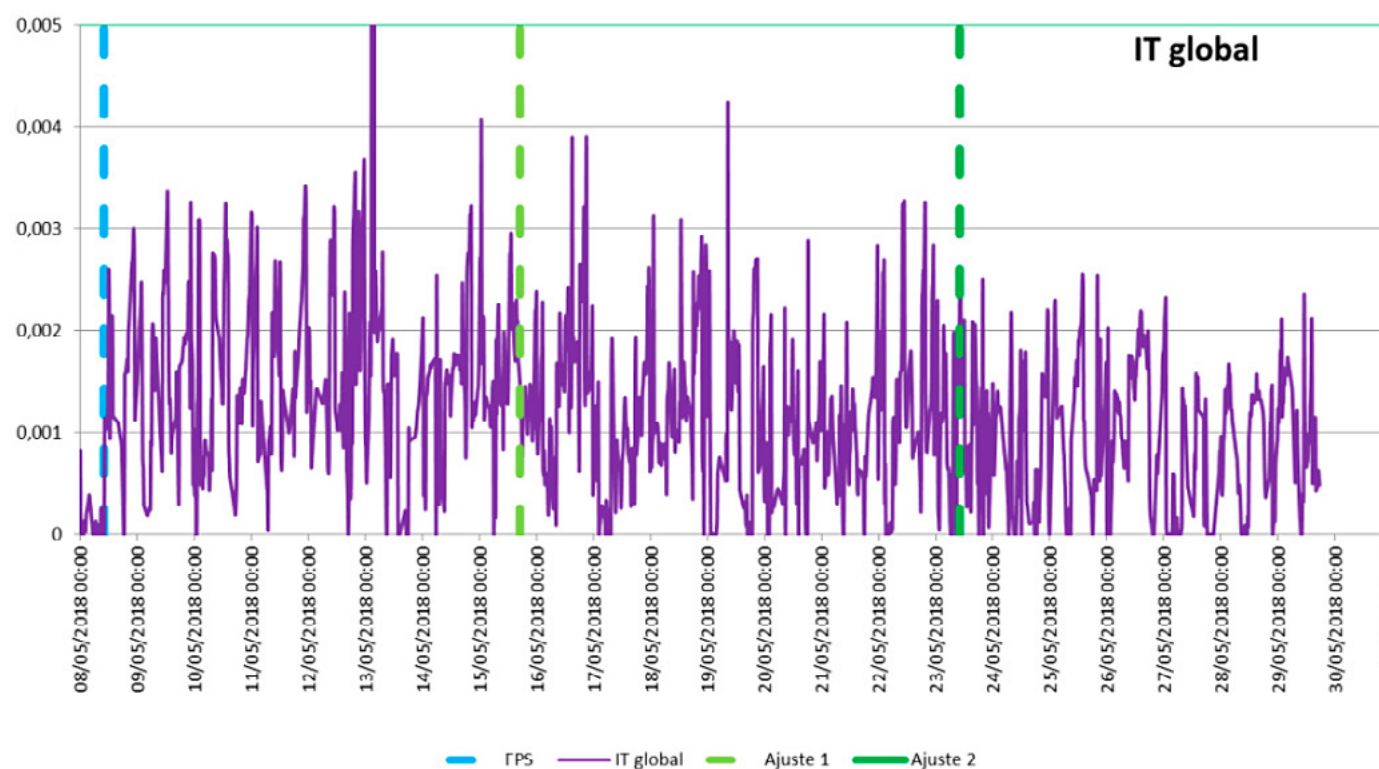


Figura 14. Índice de tensión global con ajustes de modelado.

El flujo de carga presenta un desvío medio de 1,12% respecto a la medida de tensión en el Nodo Regulado, siendo siempre más baja la tensión del flujo de carga que la de la medida. El algoritmo utiliza el flujo de carga para predecir el comportamiento de las tensiones de la red ante distintas tensiones de salida, por lo cual esta constante subestimación de la tensión, produce la subestimación del IT individual (curva celeste en el gráfico). El nivel de IT que ve el algoritmo es prácticamente el mismo que se presentaba antes de la puesta en servicio del mismo, esto implica que el algoritmo en realidad interpreta que la tensión del Nodo Regulado puede elevarse hasta el nivel que tiene la medida previo a su puesta en servicio. Esta última afirmación se observa claramente en las tensiones en verde y naranja, la tensión en naranja tiene prácticamente el mismo nivel que la verde (medida) previo a la puesta en servicio del algoritmo.

Solución

Con el análisis realizado anteriormente se estima que si se reduce el desvío entre el flujo de carga y la medida, el algoritmo va a estimar mejor el IT real y por lo tanto va a reducir el nivel de tensión de la consigna de regulación. Para realizar esto se revisó el modelado de la estación y se constató que uno de los transformadores estaba modelado incorrectamente, el día 15 de Mayo de 2018 a las 17:00 se actualiza el modelado de la red en el algoritmo de regulación. Esta fecha se marca en el siguiente gráfico en verde claro.

Posteriormente, el día 23 de Mayo de 2018 (verde oscuro) se realiza un segundo ajuste, dónde se modifican los parámetros eléctricos para reducir el desvío en tensión en todos los Nodos Regulados. Este último ajuste se realizó sólo con el fin de identificar

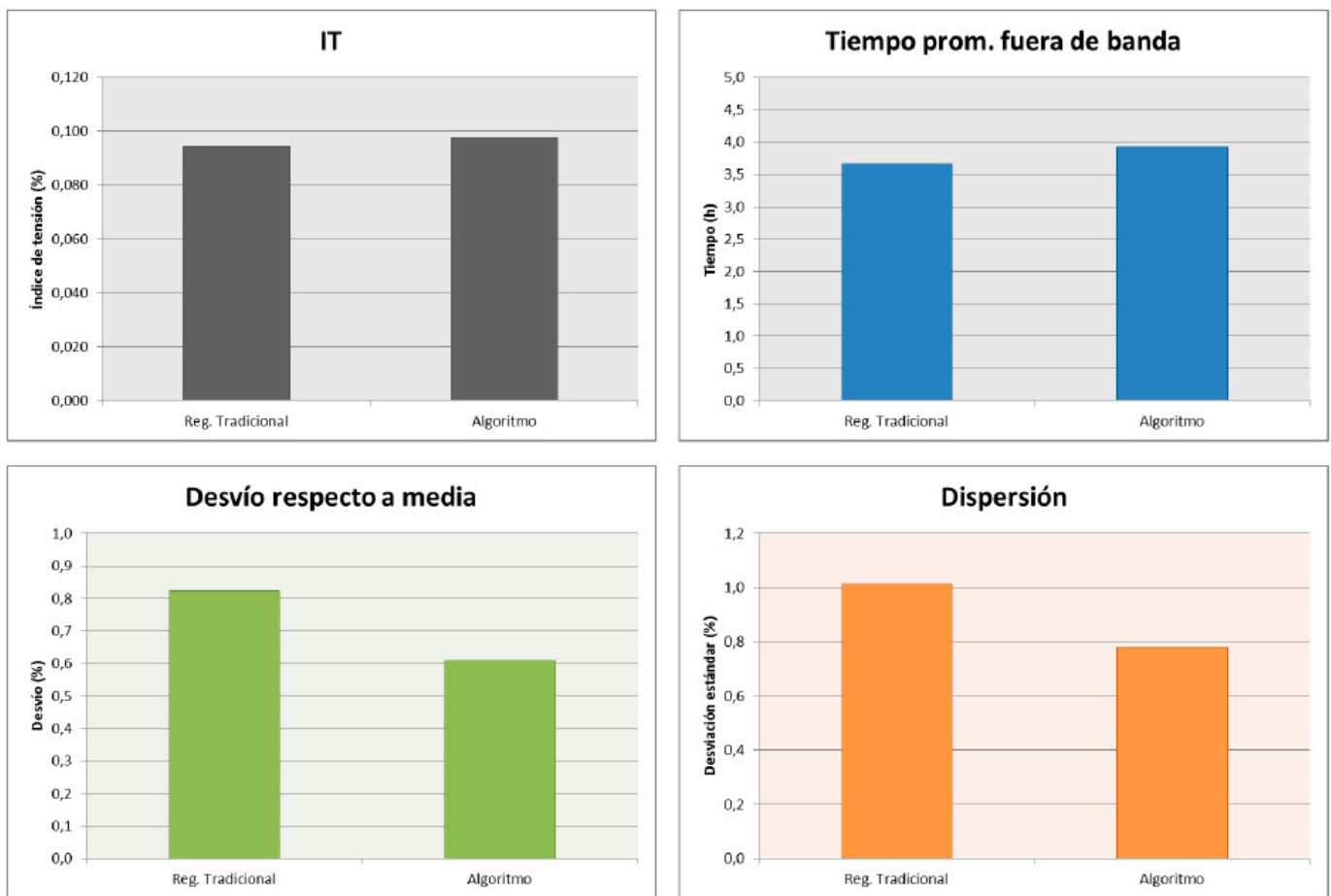


Figura 15. Indicadores de rendimiento globales

si los desvíos entre el flujo de carga y las medidas eran los que ocasionan el mal comportamiento del algoritmo.

Se observa que cada uno de los ajustes impacta claramente en el IT global reduciendo su valor tanto en media, como en su valor pico. Esta red tiene poco impacto de GD por lo cual el método de regulación tradicional se comporta correctamente, por lo cual es una buena referencia para evaluar al Algoritmo de Regulación.

En la **Figura 15** se muestran una comparación de los indicadores obtenidos con la regulación tradicional y con el algoritmo de regulación, a nivel general el algoritmo presenta indicadores muy similares a los obtenidos con la regulación tradicional. Los dos pri-

meros índices empeoran debido al aporte del Nodo Regulado Tacuarembó C (6,4 kV), el cual presenta en media una tensión de 36 V por encima del límite superior deseado. Los dos indicadores inferiores mejoran, el indicador de desvío implica que las tensiones en media se encuentran más cerca del valor medio deseado y el de dispersión que presentan menor variabilidad.

Resumen del comportamiento relevado

A modo de resumen se realiza el esquema posicional de la **Figura 16**, en el cual se resalta con un color el estado actual de tensiones en cada uno de los Nodos Regulados de la red. La codificación de colores es la siguiente:

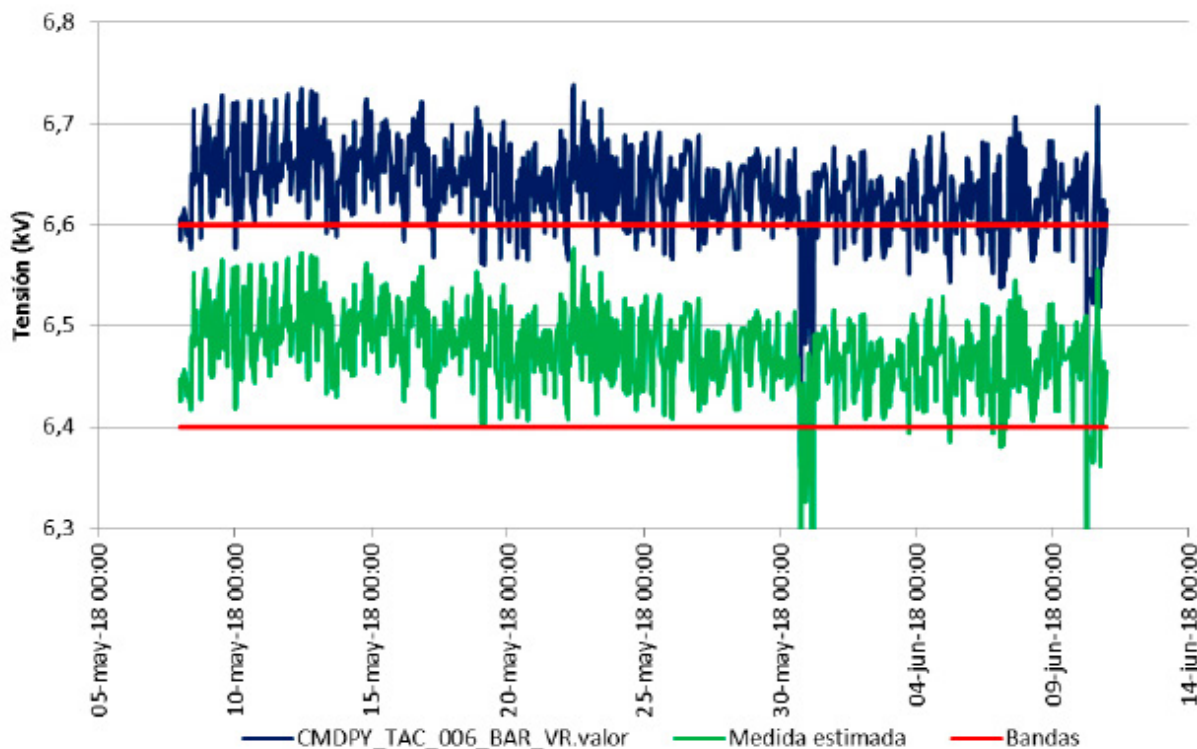


Figura 17. Modificación del Tap ST/MT de Tacuarembó C.

Estudio de mejora

En la ES 2026 Tacuarembó C se desea que la tensión de la barra de MT varíe entre 6,4 y 6,6 kV. Con la configuración actual, la red en su conjunto necesita un aumento de tensión, a excepción de esta estación la cual presenta problemas de sobretensión. Considerando que el indicador de desvío respecto a la media da 2,1 % y el paso de taps del transformador ST/MT es de 2,5 %, se propone modificar el punto de dicho transformador reduciendo la tensión secundaria. Previo a implantar el cambio en la red se estima mediante simulaciones cómo se modifican las tensiones del Nodo Regulado obteniéndose los siguientes resultados:

Con este cambio, las tensiones ingresan dentro del intervalo deseado y por lo tanto se mejoraran los indicadores globales.

Conclusiones

Se concluye que el Algoritmo de Regulación de tensión presentó un comportamiento muy satisfactorio, mejorando los indicadores individuales en la gran mayoría de los Nodos Regulados de la red.

Fue posible estudiar con detalle su funcionamiento a partir de su puesta en funcionamiento y realizar ajustes que mejoraron su rendimiento. Se identificaron nodos problemáticos y se elaboró una propuesta de mejora consistente en cambiar la relación de transformación en una estación de la red, que está prevista se implemente en el corto plazo. Queda pendiente también corroborar otra de las ventajas que tiene este método, el mismo considera los cambios de explotación de la red a diferencia del método de regulación tradicional.

Análisis económico de la generación solar distribuida y de los mecanismos regulatorios de incentivos en Argentina

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

Tema: Generación Distribuida y Redes Inteligentes

Autores

Dr. Ing. Mauricio Samper

Mg. Ing. Gustavo Coria

Dr. Ing. Mauricio Samper

Empresa

Instituto De Energía Eléctrica (IEE),
UNSJ-CONICET

Ubicación: San Juan, Argentina

Dirección: Av. Libertador (oeste) 1109

Código Postal: 5400

Teléfono: 0264 4226444

E-Mail: msamper@iee.unsj.edu.ar

Resumen

La provincia de San Juan en Argentina presenta valores considerables de radiación solar que alienta al desarrollo de la generación distribuida (GD) del tipo solar fotovoltaica (FV). Si bien los costos de los sistemas FV se han reducido considerablemente a nivel mundial, en Argentina aún siguen siendo elevados; pero, a su vez, los precios de electricidad de la red están aumentando. Resulta entonces importante evaluar la competitividad de la GD-FV en nuestro país respecto a los valores de energía eléctrica a usuarios finales residenciales, esencialmente; teniendo en cuenta el régimen marco nacional de fomento a la GD-FV establecido por la Ley 27.424-2017, que propone utilizar un programa de incentivos del tipo "Net Billing". En función de esto, en este trabajo se analiza la paridad de red de la GD-FV

en la provincia de San Juan, bajo las condiciones actuales de costos y tarifas eléctricas. Este análisis permite comparar el costo nivelado de generar electricidad mediante GD-FV respecto al precio de la energía eléctrica consumida de la red. Los resultados obtenidos muestran que, en general, aún no se alcanza la paridad de red, siendo el costo medio nivelado de la energía eléctrica a partir de GD-FV en promedio un 41% mayor que el precio medio de la tarifa a usuarios residenciales. Estos valores para San Juan son incluso menores que, por ejemplo, los obtenidos de estudios similares para las provincias de Salta y Santa Fe, que muestran una mayor diferencia de paridad de red. Además, se analiza cómo impactarían los mecanismos de promoción propuestos tanto por el estado nacional como por el EPRE provincial, desde el punto de vista de un usuario residencial típico.

Estos primeros resultados muestran, a priori, que el mecanismo nacional sería más rentable o beneficioso económicamente para el usuario. Por su parte, para la empresa distribuidora este esquema podría tener algún impacto negativo en su recaudación si la tarifa a usuarios residenciales se encuentra en parte o totalmente energizada; para lo cual, como futuros trabajos, podría revisarse el régimen tarifario a aplicar a tales usuarios que instalen GD-FV.

Introducción

En los últimos años varios sistemas eléctricos han incrementado el uso de fuentes de energía renovable (ER) en función de las nuevas políticas energéticas.

Entre estas fuentes de ER, la generación solar FV es una de las tecnologías más segura y madura en muchos países, principalmente europeos. Con el fin de evaluar la competitividad de costos de esta tecnología se suele utilizar el concepto de paridad de red; el cual se puede definir como el momento en el cual el costo nivelado unitario de electricidad (LCOE, por sus siglas en Inglés) solar FV es competitivo (comparable) respecto a los precios de electricidad de la red [1].

Para el caso particular de Argentina, a pesar de los elevados niveles de radiación con que se cuenta en el país y particularmente en la Provincia de San Juan, el mercado FV aún no se ha desarrollado como en los países europeos, debido principalmente a los elevados costos de los sistemas FV. En la práctica, para acelerar la penetración de los sistemas FV es necesario implementar mecanismos de promoción eficaces. En este sentido, en diciembre de 2017 se aprobó la Ley 27.424 [2] que propone un programa de promoción para la generación distribuida de ER, en base a un esquema "Net Billing". Cabe mencionar que, antes de la aprobación de esta Ley ya varias provincias contaban con reglamentaciones para los sistemas de GD-FV, como es el caso de Mendoza, Santa Fe, Salta, Río Negro, Neuquén, Tucumán y Entre Ríos.

En este trabajo se analiza la paridad de red de la GD-FV en la provincia de San Juan, Argentina, desde la perspectiva de los usuarios residenciales, bajo las condiciones actuales de costos y tarifas eléctricas. Además, se analiza el impacto económico de la instalación de GD-FV para un usuario residencial típico teniendo en cuenta los esquemas de incentivos propuestos tanto a nivel nacional como provincial; con el fin de valorar si actualmente la generación de electricidad FV es económicamente competitiva respecto los precios de tarifa a usuarios finales.

Marco Teórico

Paridad de Red

Se puede definir que se alcanza la paridad de red cuando el costo nivelado de electricidad fotovoltaica (LCOE) es inferior o igual al valor de la tarifa de la energía consumida desde la red eléctrica.

En la **Figura 1** se muestra conceptualmente el comportamiento típico del precio o costo de la energía eléctrica consumida desde la red (el cual aumenta debido al incremento del precio de los combustibles fósiles) y el LCOE (el cual disminuye debido a un avance tecnológico en la fabricación de los componentes del sistema FV); la intersección de estas rectas representa el momento en el cual se alcanza la paridad de red.

Se considera que alcanzar la paridad es un punto de inflexión muy importante en el desarrollo de nuevas fuentes de energía, como lo es la solar FV. Supone el punto a partir del cual una fuente de producción energética puede convertirse en un directo competidor de las energías convencionales, llevando a cabo su desarrollo sin subsidios o apoyo gubernamental.

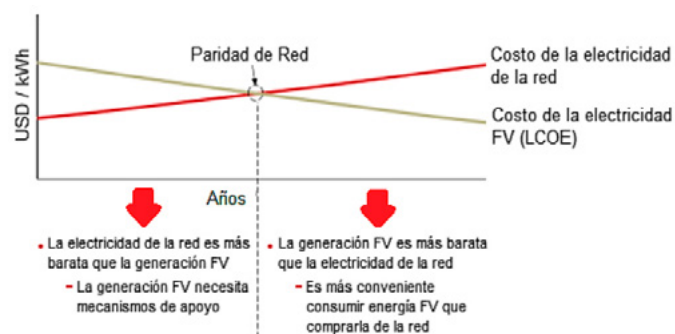


Figura 1. Paridad de red [1]

Para analizar entonces la paridad de red, es necesario calcular el LCOE, que se define como el costo técnico teórico y constante de generar electricidad desde una fuente solar FV, cuyo valor presente es equivalente al

de todos los costos asociados al sistema durante su vida útil. De forma concreta, en (1) se muestra el cálculo específico del LCOE [1].

$$LCOE = \frac{C_{inv} - B_0 + \sum_{t=1}^N \frac{AC_t - B_t}{(1+r)^t} - \frac{R_N}{(1+r)^N}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} + AC_{O\&M} \quad (1)$$

donde:

- **LCOE**: costo nivelado de energía (USD/kWh)
- **C_{inv}**: costo total de inversión del generador solar FV, incluidos impuestos y tarifas de conexión (USD)
- **AC_t**: costos fijos anuales, como ser impuestos, tarifa de inspección, costos fijos de operación y mantenimiento, entre otros (USD)
- **B₀**: beneficio económico inicial, si lo hubiere (USD) • **t B**: beneficio o incentivo económico en el año t (USD)
- **R_N**: valor residual en el enésimo año (USD), generalmente igual a cero si N es la vida útil del generador
- **E_t**: energía eléctrica producida en el año t (kWh)
- **AC_{O&M}**: costos anuales variables de operación y mantenimiento, típicamente igual a cero para generador fotovoltaico (USD/kWh)
- **r**: tasa de interés (o tasa de descuento)
- **t**: año de operación bajo análisis
- **N**: período de análisis, usualmente igual al tiempo de vida del generador FV

Feed-in Tariff (FiT)

El sistema FiT es esquema de tarifas que implica la obligación por parte de una empresa de distribución de comprar la electricidad generada por los productores de GD-ER en su área de servicio. Dicha empresa pagará la energía generada a una tarifa fijada por las autoridades y garantizada durante un período de tiempo determinado, que oscila entre un mínimo de 20 años y un máximo que coincide con la vida útil de la instalación [3]. La simplicidad del concepto y sus bajos costos administrativos hacen que sea una herramienta muy eficaz para impulsar la contribución de la electricidad solar FV.

La aplicación de este sistema ha demostrado, en general, ser muy eficaz para promover la expansión de las fuentes renovables de electricidad en aquellos casos en que la tarifa FiT o incentivo se sitúe en un nivel elevado para asegurar rentabilidades atractivas. Actualmente, es uno de los mecanismos de apoyo más utilizado en todo el mundo para la promoción de ER, como ejemplo de esto se puede mencionar: Europa [4]-[5], Nueva Zelanda [6], China [7], Japón [8], y Tailandia [9], entre otros.

Net Metering (NMe)

Este mecanismo conocido como balance neto de energía es un sistema de compensación de saldos energéticos, calculando la diferencia entre la energía eléctrica generada por la instalación FV y la energía eléctrica consumida por el usuario desde la red de distribución. Así el suministro de energía eléctrica por NMe utiliza la red de distribución como un depósito o almacenador de energía, vertiendo los excedentes de energía eléctrica generada en la instalación y no consumidos instantáneamente, y demandando la energía eléctrica en los momentos donde su instalación no genere la suficiente para hacer frente a su curva de demanda eléctrica.

Toda la energía inyectada a la red, así como la consumida de la misma, es contabilizada por un medidor bidireccional. Finalizado cada mes se establece la diferencia entre la energía entregada a la red y la consumida. En el caso que la energía inyectada sea mayor que la consumida, el usuario adquirirá un saldo de energía eléctrica a su favor, que podrá recuperar de la red en un futuro. Cuando la energía inyectada sea menor que la consumida, la empresa distribuidora cobrará dicha diferencia a la tarifa establecida en el cuadro tarifario. Actualmente, el mecanismo NMe es ampliamente utilizado en varios países, como Estados Unidos [10], Australia, y Dinamarca [11]-[12], entre otros.

Net Billing (NBi)

El NBi (también conocido como balance neto de facturación) es una variante de NMe, que utiliza un medidor bidireccional para registrar la energía demandada de la red y el exceso de energía inyectada a la misma, valorándolos por separado y con un precio diferente. El valor final que deberá pagar el usuario será el resultante del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada. Si existiese un excedente monetario a favor del usuario, el mismo configurará un crédito para la facturación de los períodos siguientes. De persistir dicho crédito, el usuario podrá solicitar a la empresa distribuidora la retribución del saldo favorable que pudiera haberse acumulado.

Para este caso, la electricidad inyectada a la red se valora a un precio inferior a la tarifa minorista porque solo se paga el componente de energía (mientras que una tarifa minorista típica también incluye un cargo de distribución). Por lo tanto, la diferencia entre estos dos precios es el pago de la infraestructura de la red de distribución [13]. Actualmente, el NBi es un mecanismo poco utilizado, este se utiliza en algunos países de Latinoamérica como Chile y Colombia;

pero se tiene en cuenta en este estudio ya que es el mecanismo que se propuso en la nueva Ley de energía renovable de Argentina.

Revisión del estado del arte

En esta sección se analizan algunos artículos que se han centrado en estudios de paridad de red de los sistemas FV residenciales, así como los mecanismos de incentivo implementados en algunas provincias de Argentina; debido a que, si bien la mencionada Ley 27.424 establece un régimen marco de incentivos, es facultad de cada provincia aplicar dicho mecanismo de incentivos o utilizar otro distinto.

El mercado FV en Europa es el que mayormente ha crecido en los últimos 15 años. Por ejemplo, en [14] se modeló el LCOE para la energía FV y eólica para seis ciudades del Reino Unido, concluyendo que la combinación de los recursos naturales disponibles, los costos del equipo y el costo de capital asumido es decisiva para el LCOE final. En [15] se analizó la paridad de red basándose en un caso de estudio aplicado en Chipre, para una granja FV de 1 MW. La paridad de red se analizó variando el costo de fabricación de los paneles, el rendimiento de estos y el precio de venta de la energía eléctrica producida. De los resultados obtenidos, se concluyó que la paridad de red se puede lograr más fácilmente en estos sistemas insulares, debido al mayor costo de la energía convencional. Un análisis financiero fue realizado en [16], en función del LCOE y de la paridad de red, de una planta FV de 100 kWp en España al 2016. El LCOE obtenido se comparó con el costo de electricidad generada por las centrales de gas de ciclo combinado. De este análisis, se determinó que la generación con energía FV se encuentra en el mismo rango de competitividad económica que con la tecnología de ciclo combinado convencional. En

[17] se realizó un análisis económico de sistemas FV conectados a la red italiana e instalados en los techos de edificios, con el fin de comparar el plan de crédito fiscal con el régimen FiT. Empleando el LCOE como indicador de rentabilidad, se determinó que el esquema de crédito fiscal implementado produce períodos de amortización más ventajosos que el esquema FiT. Sin embargo, la energía solar FV urbana en Italia, al 2015, no había alcanzado la paridad de red.

Otro mercado FV que ha tenido un notable crecimiento es el de Asia. En [18] se evaluó el LCOE de las ER bajo el mecanismo FiT existente en China. Los resultados indican que el esquema FiT debería mejorarse y ajustarse dinámicamente con base en el LCOE para brindar un mejor apoyo al desarrollo de estas ER. La viabilidad financiera de la energía FV para un caso de estudio en Singapur se evaluó en [19] en 2016. Para determinar dicha viabilidad, además del LCOE, se emplearon tres índices de rentabilidad. De los resultados obtenidos, se determinó que las políticas de promoción deberían estar dirigidas a mejorar las condiciones de financiamiento para asegurar la inversión del sector privado en la energía FV.

En [20] se realizó una evaluación económica a partir de datos medidos de un sistema FV de 4,05 kWp instalado en Ghana, África; comparando el LCOE de la energía FV con el precio minorista de electricidad. En base a los resultados obtenidos, para promover la GD-FV en Ghana al 2017, se debieran utilizar una combinación de esquemas basados en incentivos y legislaciones para alcanzar la paridad de red.

En el caso de Latinoamérica, varios trabajos analizan esta temática. En [21] se examinó la viabilidad económica de la energía FV a pequeña escala conectada a la red de distribución brasilera después de la introducción de la regulación NMe en 2012. Los resultados obtenidos demuestran que este tipo de

sistemas no eran económicamente viables en Brasil al año 2014. Para alcanzar la paridad se requeriría la introducción de opciones de financiamiento para hacer que el LCOE sea igual a la tarifa del consumidor final. En [22] se analizó el impacto que tiene la devaluación de la moneda en la paridad de red de los sistemas FV a nivel residencial en algunos países. Específicamente en este trabajo, se midió la viabilidad financiera de un sistema FV mediante el cálculo del LCOE en nueve ciudades latinoamericanas, considerando los siguientes porcentajes de devaluación entre el año 2014 y 2016: Brasil (51,1%), Chile (12,7%), Colombia (36,5%), Argentina (69,8%), Perú (11,6%), Paraguay (12,5%) y Bolivia (10,5%). En función de los resultados obtenidos, se determinó que la devaluación retrasa la paridad de red para la generación FV en todas las ciudades analizadas. Un análisis de la competitividad FV en Chile se realizó en [23], mediante el análisis del LCOE para tres diferentes tipos de instalación: residencial, comercial y a gran escala. En función de este análisis, se determinó que tanto en el segmento residencial como en el comercial la paridad de red al 2015 aún no se había alcanzado debido a los altos precios de las instalaciones y a las elevadas tasas de descuento y tarifas eléctricas. En el caso de las plantas FV a gran escala, actualmente, existe plena paridad de red en determinadas zonas de Chile.

La última parte de esta revisión literaria presenta la situación actual de Argentina. Cabe mencionar que, además de la Ley 27.424 aún sin reglamentar, existen otras dos leyes para el fomento de las tecnologías de ER: la Ley 26.190 [24] y la Ley 27.191 [25]. En adición a esto, varias provincias ya cuentan con reglamentaciones que proponen mecanismos de incorporación de GD-FV. Por ejemplo, la Provincia de Santa Fe establece un mecanismo de incentivos en función de la potencia del sistema GD-FV, [26]. En este caso el mecanismo de remuneración para pequeños clientes (demanda máxima menor o igual a 49 kW) es el NBi y para grandes

clientes (demanda máxima mayor o igual a 20 kW) se utiliza el mecanismo NMe. Asimismo, en el año 2016, el Gobierno de Santa Fe lanzó un programa destinado a usuarios que revistan carácter de clientes de pequeñas demandas urbanas o rurales con una potencia de 1,5 kW, a los cuales se les pagará una tarifa promocional de 5,50 \$/kWh (0,37 USD/kWh aproximadamente) para la energía FV generada por el período de 8 años de duración del programa. Por otro lado, en [27], [28] y [29] se establece como mecanismo de incentivo el NBi en las Provincias de Mendoza, Entre Ríos y Tucumán, respectivamente. En estos casos, la tarifa pagada por la energía inyectada a la red será calculada en función del costo de compra en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Un mecanismo similar al mencionado anteriormente, se estableció recientemente en la Provincia de Río Negro [30], con la diferencia que la tarifa de inyección será calculada por la autoridad de aplicación en el cuadro tarifario para el período correspondiente.

Otra provincia de Argentina que ya reglamentó el uso de GD-FV es Salta, en donde se estableció el NMe como mecanismo de promoción [31]. En este caso, el usuario abonará a la empresa distribuidora por la totalidad de la energía requerida para su suministro el monto que corresponda de acuerdo con su cuadro tarifario. A su vez durante los dos primeros años, y como medida de fomento, la distribuidora abonará al usuario generador el total de la energía producida por su sistema FV, valorizada al precio de 5,668 \$/kWh (0,282 USD/kWh aproximadamente) establecida en el cuadro tarifario de Febrero–Abril de 2018. A partir del tercer año, se efectuarán las compensaciones de energía y el saldo será facturado a la tarifa que corresponda. Si el saldo es a favor del usuario el mismo será calculado a la tarifa establecida en la Ley; y si el saldo es a favor de la empresa distribuidora, el mismo será facturado a la tarifa que corresponda según su modalidad de consumo y nivel de tensión, conforme a lo establecido en el cuadro tarifario. Por último, es

importante mencionar que otras provincias que están avanzando en esta temática son Neuquén y Buenos Aires. En el primer caso, ya se cuenta con una Ley de fomento para la GD-ER [32] y en el segundo caso se ha presentado un proyecto de Ley que está siendo tratado en la cámara de diputados [33].

Para el caso particular de la Provincia San Juan, el Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE) emitió recientemente la Resolución 119/18 [34], que establece los lineamientos que regirán en la provincia para los usuarios que instalen sistemas de GD-FV. En la misma se establece que cada Usuario-Generador deberá contar con dos equipamientos de medición independientes para registrar, por un lado, la totalidad de la electricidad demanda de la red y, por el otro, la electricidad generada. En este sentido, cada Usuario-Generador abonará por la totalidad de la energía consumida de acuerdo con su cuadro tarifario y la generación de electricidad le será retribuida con idéntico precio al que la distribuidora abona por la adquisición de electricidad en el MEM; de manera similar a lo que propone la Ley nacional 27.424, pero el espíritu de ésta última es proponer un esquema convencional de NBi para la GD-FV destinada para autoconsumo, creando además un fondo de fomento (FODIS).

Caso de estudio

En esta sección se presenta un caso de estudio en la Provincia de San Juan para un usuario residencial típico, con un consumo mensual medio de 624 kWh, analizando que instala en su hogar un sistema FV. A su vez, respecto a la potencia de este sistema de GD, se analizan tres casos de GD-FV: 1 kW, 3 kW y 5 kW; en base a la información disponible de tres sistemas FV residenciales reales instalados en la Ciudad de Caucete de esta provincia [35] y otro sistema FV

instalado en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE), en la Ciudad Capital de San Juan.

Estimación de la electricidad generada por los sistemas FV

Para este estudio, la energía eléctrica generada por los sistemas FV para cada una de las potencias fue estimada mediante un modelo estocástico que tiene en cuenta la incertidumbre del recurso solar.

Así, para modelar la generación FV de cada uno de los tres sistemas mencionados anteriormente, se recopiló y analizaron dos años de mediciones de radiación solar, temperatura y energía generada en los sistemas reales instalados tanto en el IEE como en Caucete. En base a estas mediciones climáticas, se realizó un estudio estadístico de los datos de radiación y temperatura para encontrar sus funciones de distribución de probabilidad representativas (PDF, por sus siglas en inglés), para días típicos de verano y de invierno. En las **Tablas 1** y **2** se resumen los parámetros estadísticos obtenidos para las PDFs de verano e invierno, respectivamente; donde los parámetros característicos de las funciones de distribución son la tasa o parámetro de escala inversa para la función exponencial (λ), el parámetro de escala (a) y el parámetro de forma (b) para la distribución de Weibull, y el valor esperado (μ) y la desviación estándar (σ) para la función normal.

Hora	Irradiación (kW/m ²)		Temperatura (°C)			
	Función	Parámetros	Función	Parámetros		
06-09	Exponencial (λ)	0,1004	Weibull (a, b)	22,8565	7,4829	
09-11	Weibull (a, b)	0,5303	3,4459	Weibull (a, b)	24,5887	7,5287
11-13	Weibull (a, b)	0,8993	7,7747	Normal ($\mu\sigma$)	25,5081	3,6973
13-15	Weibull (a, b)	1,0462	13,249	Normal ($\mu\sigma$)	27,8122	3,8533
15-17	Weibull (a, b)	0,9362	7,0707	Normal ($\mu\sigma$)	29,6591	3,9675
17-19	Weibull (a, b)	0,5775	3,2155	Weibull (a, b)	32,3325	9,0031
19-21	Exponencial (λ)	0,1316		Weibull (a, b)	32,0183	9,0414

Tabla 1. Datos estadísticos solares para la estación verano.

Hora	Irradiación (kW/m ²)		Temperatura (°C)		
	Función	Parámetros	Función	Parámetros	
08-11	Exponencial (λ)	0,1231	Normal ($\mu\sigma$)	8,7485	4,1497
11-13	Weibull (a, b)	0,4330 3,9397	Normal ($\mu\sigma$)	11,7648	4,4413
13-15	Weibull (a, b)	0,5713 6,0784	Weibull (a, b)	16,2582	3,3538
15-17	Weibull (a, b)	0,4799 4,7126	Weibull (a, b)	18,3536	3,9711
17-19	Exponencial (λ)	0,1857	Weibull (a, b)	18,8866	4,1604

Tabla 2. Datos estadísticos solares para la estación invierno.

Con tales PDFs obtenidas, se realizó un estudio de simulaciones de Monte Carlo (MCS, por sus siglas en inglés) para tener en cuenta las incertidumbres de la temperatura y la radiación solar en un modelo de un sistema FV desarrollado en OpenDSS® (Distribution System Simulator, del EPRI – USA). Por su parte, los parámetros de producción y eficiencia de tal modelo FV se ajustaron en base a las mediciones de los sistemas FV reales mencionados anteriormente.

Así entonces, considerando los datos estadísticos de las **Tabla 1** y **2**, se modeló la generación FV de los tres sistemas (de 1, 3 y 5 KW) para las estaciones de verano y de invierno. Cabe mencionar que, en la Provincia de San Juan, en promedio el 62,5% de días al año se considera principalmente días de verano y el restante 37,5% días de invierno. En las **Figuras 2** y **3** se presentan las curvas de producción media de tales sistemas FV, a partir de la ejecución de 100 simulaciones estocásticas.

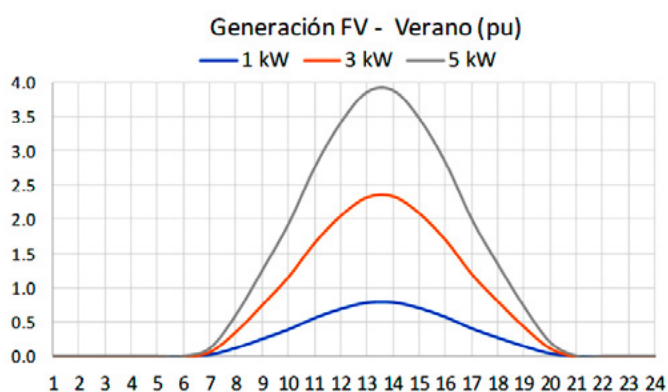


Figura 2. Generación media típica FV - verano.

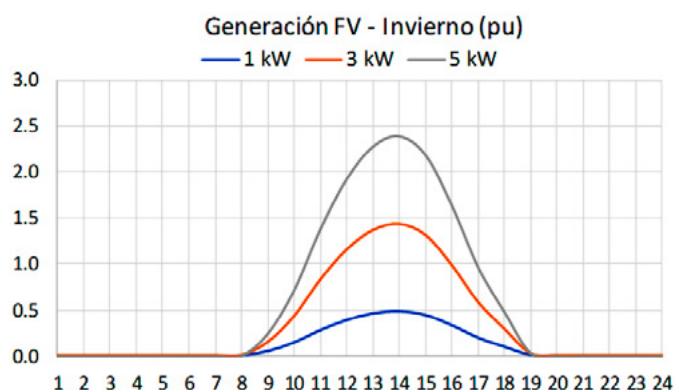


Figura 3. Generación media típica FV – invierno.

Por último, en la **Figura 5** se observa el valor de la energía media anual consumida por el usuario residencia y de la energía FV media anual generada por los tres sistemas de GD-FV en estudio.

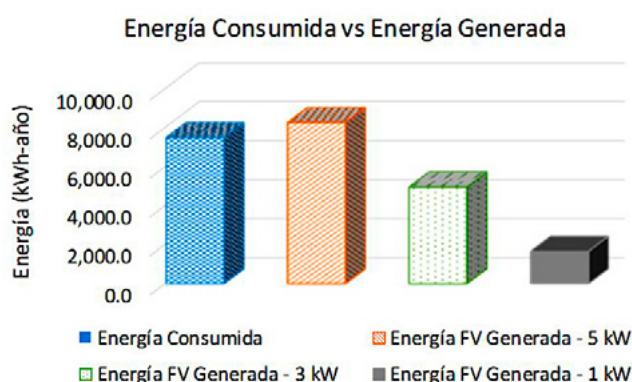


Figura 4. Energía media anual consumida por la vivienda y energía media FV generada por cada uno de los sistemas FV.

Estimación del costo de inversión y del LCOE

En este trabajo, el LCOE para los sistemas FV residenciales se calculó a partir de la Ecuación (1) presentada en la Sección II. Como puede observarse en dicha ecuación, el LCOE depende entre otros factores del costo total de inversión, el cual en este estudio se estimó mediante MCS para considerar diferentes incertidumbres en cuanto a dicho costo. En la **Figura 5** se presenta el valor esperado y los

valores máximos y mínimos en función de la desviación estándar de los costos de inversión para los años 2012 a 2018, analizados en función de datos propios de Argentina. A su vez, tanto el costo de reemplazo del inversor del sistema FV como sus costos de operación y mantenimiento, también se consideraron en forma estocástica; considerando una vida útil de 25 años. Para el caso del reemplazo del inversor a la mitad de la vida útil de la instalación se consideró que este costo varía entre un 20% y un 30% del valor de la inversión inicial, y para los costos de operación y mantenimiento los mismos se consideraron entre un 0,5% y un 1% de dicho valor. Al año 2018, el valor medio del costo total de inversión en un sistema FV de pequeña escala (con impuestos incluidos), ronda los 2,60 USD/W.

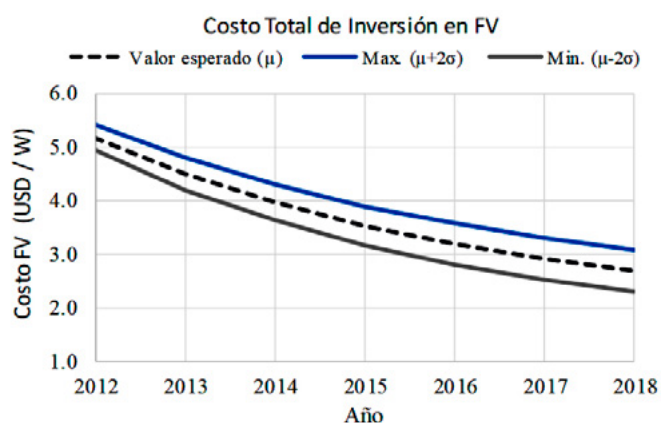


Figura 5. Datos estadísticos para los costos de inversión en FV.

Así entonces, considerando los valores del costo total de inversión, se realizó un análisis de MCS para determinar el valor esperado y la desviación estándar para el LCOE a lo largo de los siete años de análisis (ver Figura 6); estimando para el año 2018 un valor medio de 14,55 ¢ USD/kWh del costo de generación solar FV, con un costo máximo de 16,83 ¢ USD/kWh y mínimo de 12,28 ¢ USD/kWh aproximadamente. La tasa de interés o de descuento (para un préstamo o valor del dinero en Dólares) utilizada para calcular el LCOE se determinó en forma estocástica entre un valor de 4% y 8%, con un valor medio de 6%.

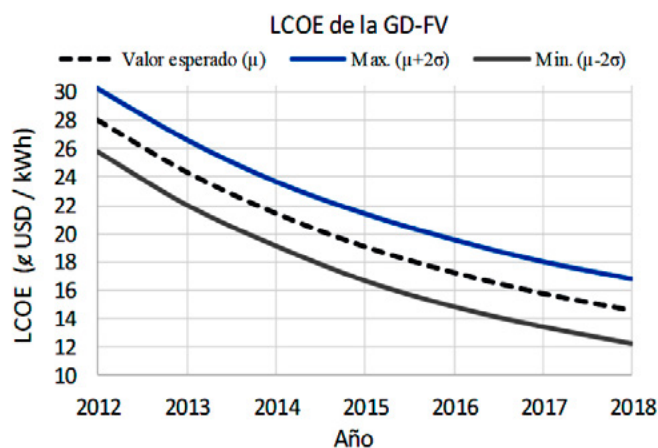


Figura 6. Datos estadísticos estimados para el LCOE.

Tarifa eléctrica

Otro dato necesario para poder analizar la paridad de red es justamente el precio de la energía eléctrica a usuario final consumida de la red. En la Provincia de San Juan la tarifa residencial se divide en tres bandas tarifarias: T1-R1, T1-R2 y T1-R3 en función del consumo bimestral; y puede expresarse a modo general como:

$$Tarifa = CF + CV \times E + IMP \quad (2)$$

$$IMP = TI \times [CF + CV \times E] \quad (3)$$

donde:

- *CF*: cargo fijo (USD-mes)
- *CV*: cargo variable por cada unidad de energía eléctrica consumida (USD/kWh)
- *E*: energía consumida (kWh)
- *IMP*: impuestos en función de la tasa impositiva total (*TI*), estimada a partir de varios ítems aplicados al costo fijo y variable, que para San Juan es del orden del 30%.

En este estudio se considera la tarifa T1-R3, cuyos usuarios tienen una demanda bimestral mayor a 580 kWh. A partir de los cuadros tarifarios obtenidos para la empresa distribuidora, se realizó un promedio de estos para cada uno de los años bajo estudio (2012-2018). La Tabla 3 muestra los cargos fijos y variables a lo largo de todo el período de evaluación, en donde puede observarse una disminución en los años 2014 y 2015 debido a que el aumento de la tarifa en ARS fue menor que el incremento del Dólar en esos años. En la misma tabla, también se observa como la tarifa ha aumentado desde el año 2016 debido a una reducción de los subsidios por parte del Gobierno Nacional argentino, lo cual repercute en un incremento del precio de compra de la energía en el MEM. Además, se presenta la tasa de cambio para cada uno de los años analizados [36].

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Cargo Fijo (USD-mes)	5,6	5,9	4,4	3,9	4,6	5,7	4,9
Cargo Variables (¢ USD/kWh)	3,9	3,9	3,2	1,3	4,4	6,6	7,1
Tasa de cambio (ARS/USD)	4,6	5,5	8,1	9,3	14,8	16,7	22,7

Tabla 3. Resumen de cuadros tarifarios anuales utilizados y tasas de cambio estimadas.

Resultados y discusiones

Paridad de red de la GD-FV

La **Figura 7** muestra el LCOE y el precio de la tarifa eléctrica a nivel de usuario residencial con impuestos incluidos, a lo largo de los siete años de estudio (2012-2018) para la Provincia de San Juan; donde se puede observar como el LCOE ha disminuido y la tarifa eléctrica ha aumentado.

Independientemente de este comportamiento, es de notar que actualmente no se ha alcanzado la paridad de red en la provincia bajo las condiciones de costos y de tarifas consideradas en este trabajo; dado que el LCOE para el año 2018 es aproximadamente un 41% mayor que el precio de la electricidad que un usuario residencial típico paga por la energía consumida de la red (con impuestos). Esto es, en valores medios estimados, el costo de generación FV ronda los 14,55 ¢ USD/kWh, mientras que el precio de la electricidad de red ronda los 10,30 ¢ USD/kWh.

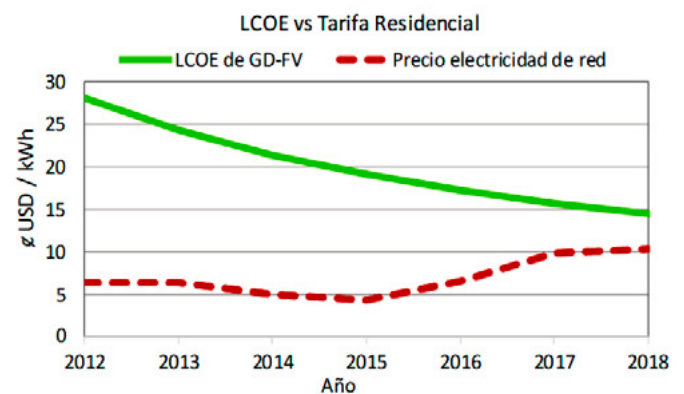


Figura 7. Análisis de paridad de red.

En base a estos resultados obtenidos, si el Estado buscara alcanzar la paridad de red en el corto plazo, debería instrumentar algún mecanismo de incentivo o promoción de la GD-FV; como ser una línea de préstamos blandos con tasas de interés diferenciales para este tipo de inversiones y/o un subsidio sobre la inversión en este tipo de tecnología de GD-ER. Así, por ejemplo, considerando una tasa de interés del 2% o bien un subsidio del 30% de la inversión en GD-FV se alcanzaría la paridad de red, bajo las hipótesis o condiciones del estudio aquí realizado.

Análisis considerando mecanismos de incentivos

Tomando de base los valores medios obtenidos para el año 2018, tanto de costos de GD-FV como de tarifa (**Figura 7**), se realizó un análisis del impacto de

los mecanismos de NBI propuesto por el Estado Nacional (Ley 27.424) y del esquema propuesto por el EPRE de San Juan (Res. 119/18), desde el punto de vista del usuario residencial típico en estudio.

Para llevar a cabo este análisis, se debe determinar el monto de dinero pagado o cobrado en forma horaria, en el caso que se consuma o exporte energía a la red de distribución, respectivamente. Para ello se debe conocer o estimar la curva de generación FV diaria y la curva de carga del usuario residencial. En este sentido, en las **Figuras 8 y 9** se presentan dichas curvas; donde la curva de generación FV mostrada corresponde a un sistema de 3 kW y la curva de carga corresponde a curvas de demandas típicas de usuarios residenciales construidas a partir de mediciones realizadas en el IEE. En dichas figuras se muestran los valores medios, máximos y mínimos estimados para un día laborable, tanto para verano como invierno.

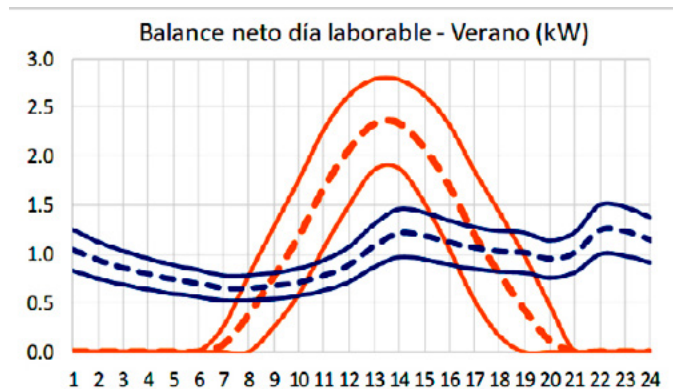


Figura 8. Curvas de carga y generación – Verano.

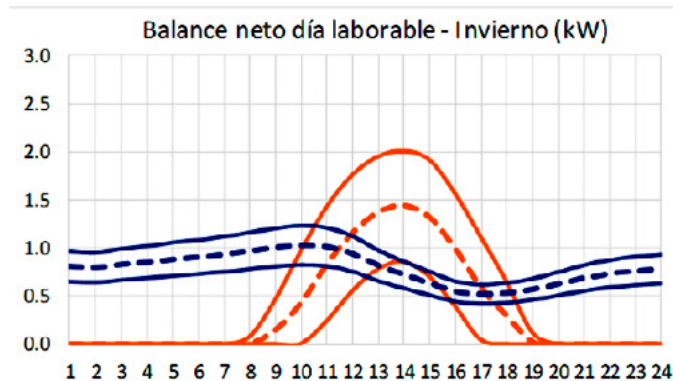


Figura 9. Curvas de carga y generación – Invierno.

En la **Tabla 4** se muestran los resultados que se obtendrían al considerar tanto el esquema nacional de NBI como el esquema propuesto por el EPRE provincial; para los tres sistemas FV de 1 kW, 3 kW y 5 kW. El precio de la energía exportada a la red, en uno y otro esquema, corresponde al valor estimado de la energía de compra de la empresa distribuidora en el MEM (5,10 ¢ USD/kWh). En este análisis, se considera el pago anual de energía consumida de la red para uno y otro esquema, notando que para el caso del EPRE el usuario debe abonar por toda la energía consumida (770,9 USD-año), mientras que en el NBI una parte de esa energía la auto-consume del sistema FV. Como costo total de generación FV, se considera tanto el costo de producción en base al LCOE y la energía estimada media anual generada, descontando los ingresos por venta de energía al MEM y los ahorros de compra a la distribuidora en el caso del esquema nacional de NBI (en donde se tiene además un ahorro en impuestos ya que se reduce la energía consumida, ver Ecuación 3). Así, el costo total de suministro para el usuario sería la suma de lo que paga a la distribuidora más lo que le cuesta instalar un sistema FV y generar por su propia cuenta (considerando beneficios aparejados).

Como se puede observar en la última columna de la misma **Tabla 4**, el instalar GD-FV bajo el esquema propuesto por el EPRE resulta ser en todos los casos económicamente menos rentable que si se considera el esquema nacional de NBI. Además, y a pesar de no haberse alcanzado aún la paridad de red, al usuario le convendría instalar un sistema pequeño de GD-FV, considerando la aplicación del mecanismo nacional de NBI; como ser, por ejemplo, para este estudio, el instalar un sistema de 1 KW al usuario le ocasionaría un beneficio estimado del -9% respecto que si no instalara GD-FV.

	Esquema	Pago de Consumo Energía	Costo total generación solar FV	Costo total suministro eléctrico	Diferencial respecto sin GD-FV
5 kW	NBi	457,7	644,7	1.102,4	43%
	EPRE	770,9	788,1	1.559,0	102%
3 kW	NBi	485,3	342,0	827,3	7%
	EPRE	770,9	472,9	1.243,8	61%
1 kW	NBi	617,7	87,4	705,1	-9%
	EPRE	770,9	157,6	928,5	20%

Tabla 4. Comparación NBi y mecanismo EPRE (USD-año).

Finalmente, si se realizara el mismo análisis arriba detallado en la **Tabla 4** pero considerando que se haya alcanzado la paridad de red, es decir, que el LCOE de la GD-FV sea igual al precio de electricidad de la red (10,30 ¢ USD/kW), se obtendrían los resultados de la Tabla 5. Como se puede observar, bajo el esquema de NBi, al usuario le sería más rentable económicamente instalar un sistema mediano de GD-FV, del orden de los 3 KW.

	Esquema	Pago de Consumo Energía	Costo total generación solar FV	Costo total suministro eléctrico	Diferencial respecto sin GD-FV
5 kW	NBi	457,7	293,2	750,9	-3%
	EPRE	770,9	436,6	1.207,5	57%
3 kW	NBi	485,3	131,1	616,4	-20%
	EPRE	770,9	262,0	1.032,9	34%
1 kW	NBi	617,7	17,1	634,8	-18%
	EPRE	770,9	87,3	585,2	11%

Tabla 5. Comparación NBi y mecanismo EPRE (USD-año) considerando paridad de red (LCOE = 10,30 ¢ USD/kW).

Conclusiones

En función de los resultados obtenidos en este estudio particular, se determinó que en la Provincia de San Juan al año 2018 aún no se ha alcanzado la paridad de red de la generación solar FV a nivel residencial; pero

se estima que se pueda alcanzar en un futuro cercano con algún mecanismo de incentivo para la inversión en GD-FV, o bien si los costos de inversión en esta tecnología continúan disminuyendo y/o la tarifa eléctrica continúa aumentando.

Por otro lado, al comparar el esquema establecido por el EPRE de San Juan con el NBi de la Ley 27.424, se determinó que el establecido en dicha Ley sería más rentable o beneficioso económicamente para el usuario. Esto debido al ahorro extra que se obtiene con el NBi al disminuir el consumo de energía de la red (es decir, al auto-consumir la generación GD-FV). Por supuesto, que para la empresa distribuidora este esquema podría tener algún impacto negativo en su recaudación si la tarifa a usuarios residenciales se encuentra en parte o totalmente energizada; para lo cual debiera revisarse el régimen tarifario a aplicar a tales usuarios que instalen GD-FV, con el espíritu de velar por el máximo beneficio socio-económico.

Como futuro trabajo, se podría ampliar este estudio a otros casos de usuarios típicos y/o con mediciones reales de consumo, para estimar el beneficio general de instalar GD-FV.

Referencias

- [1] CREA, "PV Grid Parity Monitor, Chile," pp. 1-59, 2015.
- [2] Nación Argentina, "Ley 27.424: Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública," 2017.
- [3] K. K. Kim, C. G. Lee, "Evaluation and optimization of feed-in tariffs," *Energy Policy*, vol. 49, pp. 192-203, 2012.

- [4] A. Pyrgou, A. Kylili, P. A. Fokaides, "The future of the Feed-in Tariff (FiT) scheme in Europe: The case of photovoltaics," *Energy Policy*, vol. 95, pp. 94–102, 2016.
- [5] A. Campoccia, L. Dusonchet, E. Telaretti, G. Zizzo, "An analysis of feed-in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union," *Sol. Energy*, vol. 107, pp. 530–542, 2014.
- [6] L. V. White, B. Lloyd, S. J. Wakes, "Are Feed-in Tariffs suitable for promoting solar PV in New Zealand cities?," *Energy Policy*, vol. 60, pp. 167–178, 2013.
- [7] H. Wang et al., "Analysis of the policy effects of downstream Feed-In Tariff on China's solar photovoltaic industry," *Energy Policy*, vol. 95, pp. 479–488, 2016.
- [8] F. Muhammad-Sukki et al., "Feed-in tariff for solar photovoltaic: The rise of Japan," *Renew. Energy*, vol. 68, pp. 636–643, 2014.
- [9] S. Tongsovit, C. Greacen, "An assessment of Thailand's feed-in tariff program," *Renew. Energy*, vol. 60, pp. 439–445, 2013.
- [10] C. Schelly, E. P. Louie, J. M. Pearce, "Examining interconnection and net metering policy for distributed generation in the United States," *Renew. Energy Focus*, vol. 22–23, pp. 10–19, 2017.
- [11] A. Poullikkas, G. Kourtis, I. Hadjipaschalis, "An overview of the EU Member States support schemes for the promotion of renewable energy sources," *Int. J. Energy Environ.*, vol. 3, no. 4, pp. 553–566, 2012.
- [12] A. Poullikkas, "A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential PV systems," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 3, 2013.
- [13] D. Watts et al., M. F. Valdés, D. Jara, A. Watson, "Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1037–1051, 2015.
- [14] P. Kästel, B. Gilroy-Scott, "Economics of pooling small local electricity prosumers - LCOE & self-consumption," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 718–729, 2015.
- [15] P. A. Fokaides, A. Kylili, "Towards grid parity in insular energy systems: The case of photovoltaics (PV) in Cyprus," *Energy Policy*, vol. 65, pp. 223–228, 2014.
- [16] A. Girard, E. J. Gago, J. Ordoñez, T. Muneer, "Spain's energy outlook: A review of PV potential and energy export," *Renew. Energy*, vol. 86, pp. 703–715, 2016.
- [17] A. Orioli, A. Di Gangi, "The recent change in the Italian policies for photovoltaics: Effects on the payback period and levelized cost of electricity of grid-connected photovoltaic systems installed in urban contexts," *Energy*, vol. 93, pp. 1989–2005, 2015.
- [18] X. Ouyang, B. Lin, "Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China," *Energy Policy*, vol. 70, pp. 64–73, 2014.
- [19] J. Y. Tao, A. Finenko, "Moving beyond LCOE: impact of various financing methods on PV profitability for SIDS," *Energy Policy*, vol. 98, pp. 749–758, 2016.
- [20] D. Quansah, M. Adaramola, E. Anto, "Cost-competitiveness of distributed grid-connected solar photovoltaics in Ghana: case study of a 4 kWp polycrystalline system," *Clean Technol. Environ. Policy*, vol. 19, pp. 2431–2442, 2017.

- [21] C. Holdermann et al., "Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors," *Energy Policy*, vol. 67, pp. 612–617, 2014.
- [22] L. Cadavid, C. J. Franco, "Impact of devaluation on grid parity for residential solar generation in Latin America," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 11, pp. 2097–2102, 2017.
- [23] CREARA, "PV grid parity monitor," 2015.
- [24] Nación Argentina, "Ley 26.190: Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica," 2006.
- [25] Nación Argentina, "Ley 27.191: Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica." 2015.
- [26] Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, "Procedimiento para el tratamiento de solicitudes de generación en isla o en paralelo con la red," 2013.
- [27] Ente Provincial Regulador Eléctrico de Mendoza, 2016, "Reglamento de las condiciones técnicas de operación, mantenimiento, medición y facturación para el vuelco de excedentes de energía a la red eléctrica de distribución."
- [28] Entre Ríos, "Decreto 4315," 2016.
- [29] Provincia de Tucumán, "Ley 255/2016: Generación distribuida de energía eléctrica basada en energías renovables en el sector residencial, comercial e industrial."
- [30] Ente Provincial Regulador de la Electricidad de Río Negro, "Resolución 063: Reglamentación de generación distribuida," 2018.
- [31] Ente Regulador de los Servicios Públicos de Salta, "Resolución 1315/14: Reglamentación de la Ley 7824. Balance Neto. Generadores residenciales, industriales y/o productivos," 2014.
- [32] Neuquén, "Ley 3006: Energías renovables. Producción doméstica. Aportes a la red de distribución," 2016.
- [33] Cámara de Diputados de la Provincia de Buenos Aires, "Expediente D 3077/16-17: Proyecto de ley referido a la generación de energía distribuida," 2017.
- [34] Ente Provincial Regulador de la Electricidad – San Juan, "Resolución 119/18," 2018.
- [35] F. Morán, M. Facchini, D. Pontoriero, V. Doña, A. Galván, "Balance energético del comportamiento de un sistema fotovoltaico instalado en una vivienda residencial conectado a la red eléctrica de distribución," *Energías Renov. y Medio Ambient.*, vol. 32, pp. 37–44, 2013.
- [36] Banco Central de la República Argentina, "Tipo de Cambio."

Apply a Wireless Line Sensor System to Enhance Distribution Protection Schemes

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

Tema: Operación y Control de Redes

Autores

Kei Hao

Shankar V. Achanta

Jakob Fowler

David Keckalo

SCHWEITZER ENGINEERING
LABORATORIES, INC.

Abstract — Traditionally, utility crews have used faulted circuit indicators (FCIs) to locate faulted line sections. FCIs monitor current and provide a local visual indication of recent fault activity. When a fault occurs, the FCIs operate, triggering a visual indication that is either a mechanical target (flag) or LED. There are also enhanced FCIs with communications capability, providing fault status to the outage management system (OMS) or supervisory control and data acquisition (SCADA) system. Such quickly communicated information results in faster service restoration and reduced outage times.

For distribution system protection, protection devices (such as recloser controls) must coordinate with downs-

stream devices (such as fuses or other recloser controls) to clear faults. Furthermore, if there are laterals on a feeder that are protected by a recloser control, it is desirable to communicate to the recloser control which lateral had the fault in order to enhance tripping schemes. Because line sensors are typically placed along distribution feeders, they are capable of sensing fault status and characteristics closer to the fault. If such information can be communicated quickly to upstream protection devices, at protection speeds, the protection devices can use this information to securely speed up distribution protection scheme operation.

With recent advances in low-power electronics, wireless communications, and small-footprint sensor transducers, wireless line sensors can now provide fault information to the protection devices with low latencies that support protection speeds. This paper describes the components of a wireless protection sensor (WPS) system, its integration with protection devices, and how the fault information can be transmitted to such devices. Additionally, this paper discusses how the protection devices use this received fault information to securely speed up the operation speed of and improve the selectivity of distribution protection schemes, in addition to locating faulted line sections.

Introduction

The main objectives of distribution system protection are to minimize the duration of faults and reduce the number of customers affected by them [1]. Today's distribution protection systems use selectivity to achieve a reasonable service continuity and limit the number of affected customers. This tradeoff uses time delays to establish selectivity when many protection devices (such as protective relays and recloser controls) in series see the same fault current. **Figure 1** shows a radial system with two inverse-time overcurrent devices. To ensure selectivity, the upstream device (backup) must add an intentional delay for the downstream device to clear a fault. The time-overcurrent curve of the upstream device is set above (slower than) the downstream protection devices, with some margin, as shown in **Figure 1**. This type of scheme sacrifices speed to achieve selectivity. Fault-clearing times can increase when a fault is located closer to the source because the upstream device has a slower response due the aforementioned coordination with downstream devices [2], such as IF3 in **Figure 1**. Furthermore, fault currents are usually higher for this type of fault, which results in undesirably longer clearing times and more stress on the system.

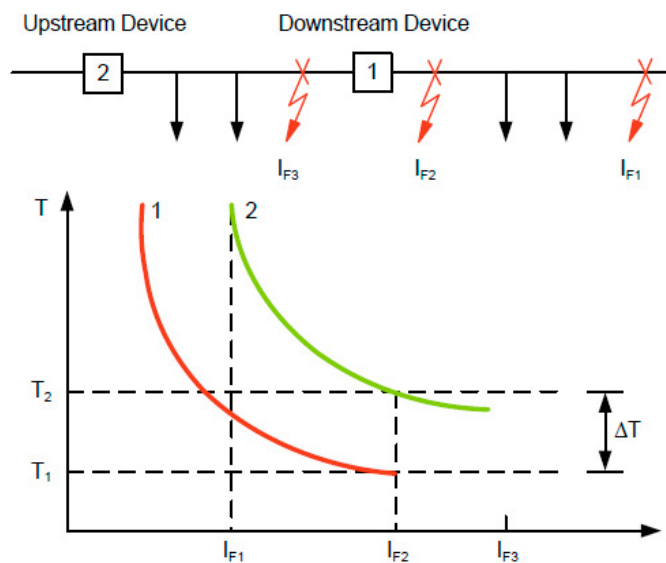


Figure 1. Time-Overcurrent Protection Is Time-Delayed to Provide Coordination

In recloser-fuse coordination, the recloser cannot differentiate fused sections from unfused sections. If a fault occurs on the unfused line section, the recloser still has to wait for the fuse coordination time margin before tripping. Because the recloser cannot determine which section has a fault, the system delays protection action due to selectivity.

Traditional faulted circuit indicators (FCIs) and communication-capable FCIs (wireless FCIs) have helped utilities quickly locate faulted line sections to decrease system restoration times. In addition to fault location, wireless FCI systems with data concentration capabilities allow utility systems to process the FCI data and provide useful information for system planning. The latest generation of sensors, which are wireless multifunction line sensors, provide much more information than FCIs. These wireless line sensors provide valuable data that fill the information gap between protection devices and customer meters. The new data allow utilities to monitor load across a wide area, locate faults, and improve automation and control. While all data from the sensors are useful, they are usually not transmitted quickly enough for protection applications. The next generation of FCIs discussed in this paper are wireless protection sensors (WPSs). These WPSs are capable of providing fault information to protection devices at protection speeds to influence protection decisions. For example, if WPSs can fused line section, the recloser control can trip faster because there are no fuses with which to coordinate. In this case, the WPSs help increase the speed of protection.

Distribution protection schemes

A typical radial distribution circuit is shown in **Figure 2**. A feeder starts at the feeder circuit breaker located inside the distribution substation. Multiple feeders leave the substation. The feeder breaker pro-

protective relay generally includes overcurrent elements to operate for downstream faults. This protects the conductors from damage due to through-fault current by isolating the faulted portion from the rest of the distribution bus. Utilities often install pole-mounted reclosers (with accompanying controls) along the distribution feeder to interrupt faults on downstream segments of the feeder in order to achieve reasonable service continuity and reduce the number of affected customers. Numerous laterals tap off of the feeder. It is common practice to use fuses on the laterals to isolate faulted branches of the feeder.

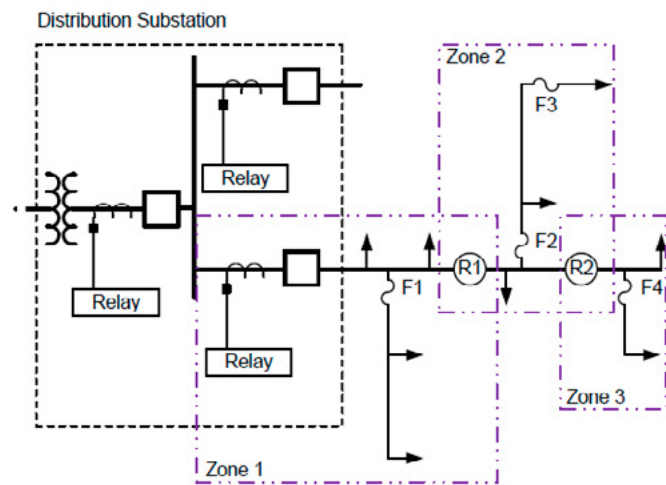


Figure 2. Typical Overhead Distribution System

Many utilities are progressively installing automated tie points between feeders to facilitate outage restoration when an adjacent feeder is available to pick up de-energized line sections. The tie points are often mid-line reclosers or smart switches. While these looped systems appear to form a network, they are usually operated in a radial mode, except for brief intervals during switching. When the looped systems operate in this mode, the radial line schemes discussed in this paper are applicable to them.

Ideally, for a radial system, the feeder breaker relay, recloser controls, and fuses are fully coordinated. Coordinating all of these elements is difficult because the available fault current varies over the length of

the feeder, and there are multiple protection devices in series. For example, **Figure 2** shows a feeder that is protected by one breaker relay, two reclosers, and four fuses on laterals. To achieve coordination, it is necessary to divide the feeder into various protective zones. For safety, the protective zones must overlap so that no part of the feeder is left unprotected.

Each protective zone has a protection device that is responsible for clearing faults within it. Faults beyond a protective zone must be cleared by the downstream protection devices in the zone. If a protection device fails to clear a fault inside its protective zone, the upstream device, also known as the backup device, clears the fault. In order for this principle to work, the upstream device (backup) must add an intentional delay to wait for the downstream device to clear the fault. The selected time-overcurrent curve of the upstream device must be above the downstream device curve, with a time margin. **Figure 3** shows the time-overcurrent curves for the **Figure 2** example.

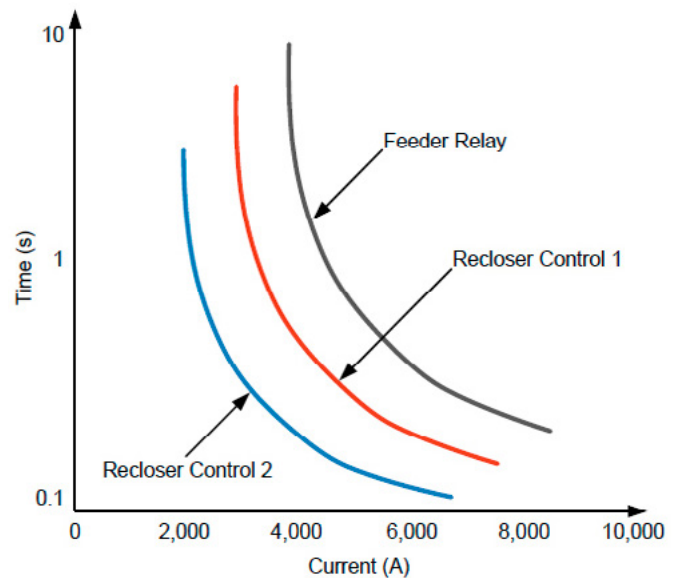


Figure 3. Time-Overcurrent Coordination Among the Feeder Relay and Two Recloser Controls.

Protection coordination may consider several device combinations, such as relay-to-recloser, recloser-to-recloser, or recloser-to-fuse coordination. This

paper focuses on the recloser-to-fuse coordination, which is widely used to interrupt faults on a feeder and its laterals. The principles are the same for feeder-relay-to-fuse coordination.

On an overhead distribution system, a fault instance may be permanent, such as a tree across the line that requires repair. However, an estimated 80 to 90 percent of overhead faults are temporary in nature [3], such as an animal contact event, where repair is not needed when the fault is interrupted quickly as the animal falls away from the equipment. In contrast, practically all faults are permanent on an underground distribution system.

Utilities generally apply one of two fuse-coordination philosophies on a feeder with recloser-to-fuse coordination: either the fuse-saving scheme or the fuse-blowing (trip saving) scheme. Below is a summary of the advantages, disadvantages, and limitations of each scheme.

Fuse-Saving Scheme

Utilities employ fuse-saving schemes to overcome the extended outages caused by temporary faults on fused line sections. When any fault is detected, the goal is for the recloser to interrupt the fault current before a fuse begins to melt. This is achieved via a fast-curve operation. If the recloser was able to interrupt the fault and the fault is not present upon reclosure, then power is restored to the circuit beyond the recloser and the fuse remains unblown (saved).

If, however, the fault is permanent, then fault current resumes upon reclosing. The recloser then reverts to operate on a delayed time-overcurrent element (also known as the slow curve) that is coordinated with the downstream fuses. Such coordination allows the

fuse to clear (blow), isolating the faulted line section. When the fuse clears the fault, the recloser will cease timing and refrain from tripping, and the rest of the feeder will remain in service. **Figure 4** shows recloser-to-fuse coordination for a fuse-saving scheme.

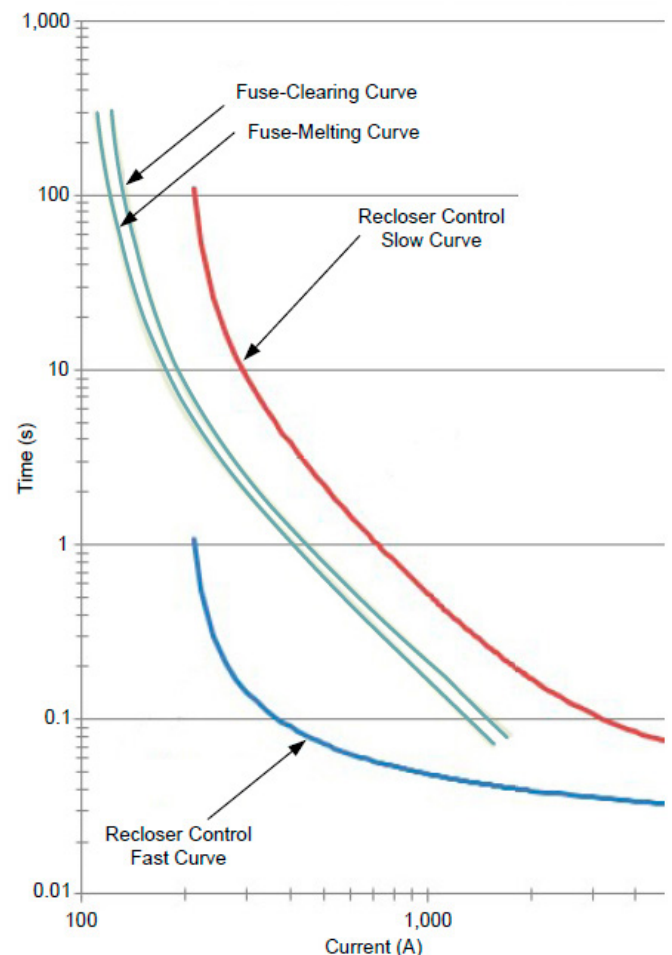


Figure 4. Example of Fuse-Saving Time-Overcurrent Coordination.

If the fuse does not clear the fault, then the fault is located on a line section not protected by any fuse and the recloser must clear the fault. In this example, the recloser permanently opens (locks out) after the second reclose attempt. Some applications use more than one fast- or slow-curve operation, but the goal is the same.

As **Figure 4** shows, the recloser fast curve is selected to coordinate with the minimum melting time characteristic of downstream fuses. The recloser slow

curve is selected to coordinate with the maximum clearing time-current characteristic of a downstream fuse. Fuse-saving schemes clear any temporary fault located on the line without blowing a fuse but interrupt service to the entire circuit downstream of the recloser for at least one reclose attempt. Permanent faults downstream of a fuse are cleared by the fuse operation, and the rest of the feeder remains in service. Permanent faults on line sections not protected by fuses are cleared by the recloser.

Proper coordination of fast and slow curves with multiple downstream fuses is not easy because the fuses often have different ratings and will be subjected to different maximum fault current levels. Fuse-saving schemes are difficult to coordinate with different fuse sizes, especially for fuses close to the recloser, and for faults located near the recloser control where the fault levels are the highest. Faults located further downstream of fuses may have low enough current to coordinate with the recloser fast curve clearing time.

To determine the performance of a fuse-saving scheme, the designer should consult the fuse minimum melting curve and find the intersection with the sum of the recloser control processing time and the interrupting time (clearing time). This exercise provides the maximum coordination current, IF_{max} , valid for the selected fuse size. Other fuse sizes have their own IF_{max} values.

Another limitation of the fuse-saving scheme is that coordination is only possible for faults below IF_{max} for a given fuse. For fault currents above IF_{max} , the recloser may begin the tripping operation for the fast curve, but the fuse may operate faster than the recloser contacts can open and extinguish the arc. This results in an unnecessary recloser trip and reclose operation. If the fuse does not operate, it may have partially melted, effectively lowering its rating for future events.

If fuses are only installed in locations where the IF_{max} value is below the available fault current, the fuse-saving scheme will successfully coordinate with that fuse. Practically speaking, on any moderately developed feeder, there will always be some fuses that will not coordinate.

The fuse-saving scheme has the capability to automatically restore service to all customers after temporary faults, eliminating the need for a utility crew to replace a blown fuse. The main disadvantage to this scheme is that customers downstream of the recloser always experience temporary interruptions for faults. The fuse-saving scheme is primarily directed at reducing sustained interruptions.

Fuse-saving schemes are popular in rural areas with a high system exposure to faults, a low customer count, and a long and costly crew response.

Fuse-Blowing Scheme

The fuse-blowing scheme may also be referred to as the trip-saving scheme. The goal of this scheme is to minimize the number of customers exposed to an interruption by allowing a fuse to clear a given fault. The recloser only trips for faults that are on either the main line section (with no fuses in line) or unfused line sections.

In the fuse-blowing scheme, the recloser is configured with a slow curve that has been selected to coordinate with the maximum clearing time-current characteristic of all downstream fuses. When a fault occurs, the fuse-blowing scheme allows enough time for any downstream fuse to operate and clear the fault. If no downstream fault-clearing action occurs before the slow curve element times out, the recloser will trip.

If the recloser trips, the fault must not be on a fused line segment. The recloser waits (remaining open) a short time for the fault to clear on its own. If the recloser recloses back in and the fault is not present, then no further action is required. If the fault persists after the first reclose operation, the fault current resumes and the recloser control trips and remains permanently open (locked out). If reclosing is not enabled, every fault on the main line or unfused sections results in a permanent outage. This action may have value for installations where power quality is a critical requirement, for instance, when two heavy voltage dips in a row will adversely affect customers on other parallel feeder sections or on feeders with large portions of underground conductors, where continued exposure to through-fault currents could damage the conductor.

The fuse-blowing scheme with reclosing clears temporary faults that occur on unfused feeder sections. Permanent faults on the feeder are cleared by opening the recloser and interrupting power to downstream feeder portions. Any other faults, whether caused by permanent or temporary events, are cleared by a fuse. In the latter case, the rest of the feeder remains in service.

Except for in the case of self-clearing faults (which are assumed to be rare), one of the main drawbacks of the fuseblowing scheme is that all faults on fused laterals become permanent outages, even those that have a temporary cause.

Another drawback of the fuse-blowing scheme is that faults on unfused sections persist for a longer period of time because the recloser control coordination is designed to wait for a tap fuse to blow. This causes longer voltage sags, impacting power quality for customers on the same feeder and on adjacent feeders supplied by the same substation bus.

The fuse-blowing scheme is primarily applied to reduce the number of temporary interruptions. This scheme is often preferred in urban areas with a low system exposure to faults, a high customer count, a rapid crew dispatch, and where a fuse-saving scheme is difficult to implement.

Improving the speed of protection schemes

Traditional Selectivity and Speed

In radial distribution protection, time delays are used to establish selectivity because many protection devices in series may see the same fault current on a feeder with multiple reclosers and numerous laterals. Selectivity is achieved using inverse-time overcurrent curves, which offer a means of assigning unique time delays to each device for any given fault current. As discussed in the introduction of this paper, this type of scheme sacrifices speed.

Because today's distribution protection systems do not have visibility of downstream line sections, the protection schemes cannot determine which line section has the fault. If a fault occurs on the unfused line section, the recloser waits for a downstream fuse to clear the fault due to selectivity. When no fuse clears the fault, the recloser trips. Because the recloser cannot determine which section has a fault, the overcurrent protection is time-delayed to provide coordination.

It is clear that selectivity has been chosen over speed in traditional distribution protection. One of the reasons for this is that the devices—feeder relays, reclosers, and fuses—provide selectivity under most circumstances at a reasonable cost.

The Need for Speed in Distribution Systems

Reducing fault-clearing time is important in distribution systems because of the amount of energy released during a fault. The energy released is proportional to the amount of time the fault persists and the square of the fault current. The energy released can cause severe consequences if the protection system does not clear the fault quickly. Speeding up protection schemes in distribution is important for the following reasons:

1. Public safety. A fault or downed line poses a hazard ignition source for fires. The potential for injury and property damage increases when faulted conductors are not quickly de-energized.
2. Stress on the distribution system and damage to equipment. One of the consequences of a fault is conductor burndown, where the heat from the fault current or an arc can burn and break conductor connections. Equipment damage includes reduced service life for substation transformer banks.
3. Power quality. Industrial, commercial, and residential customers on distribution systems have different power quality requirements and expectations. While a fault is in progress, customers on both the faulted feeder and adjacent feeders fed from the same substation may experience partial or complete voltage collapse. The longer the system must supply energy to a fault, the more onerous the low-voltage effects. Some equipment cannot tolerate even short voltage sags lasting 10 cycles, such as in industrial processes that completely restart if motors stall. **Figure 5** shows the Computer and Business Equipment Manufacturers Association (CBEMA) curve, which was es-

tablished by the Information Technology Industry Council [4]. The CBEMA curve, shown in **Figure 5**, indicates a generally acceptable voltage range for power delivery.

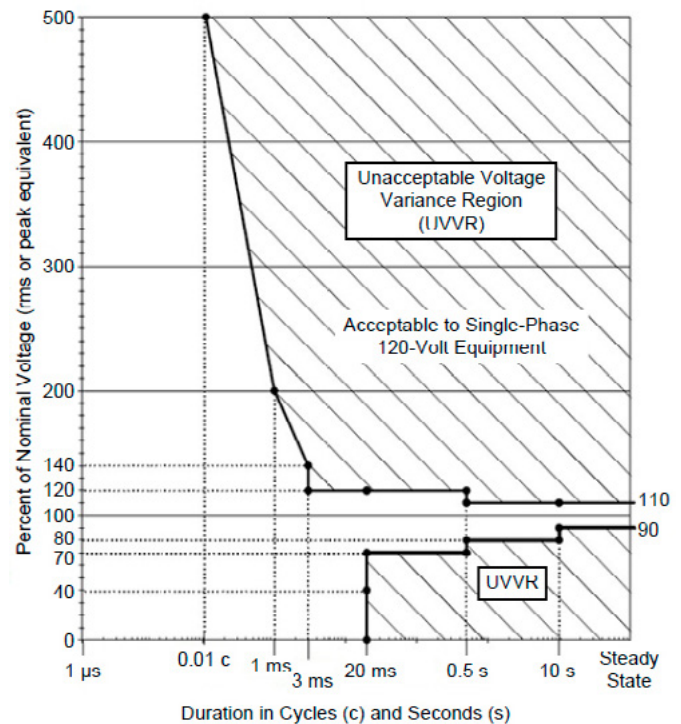


Figure 5. CBEMA Curve

Improving the Speed of Distribution Protection

As discussed previously in Subsection A, the protection devices found in traditional distribution systems are unable to discriminate between fused and unfused downstream faulted line sections, thus fast clearing time is sacrificed for many fault occurrences. The WPS system discussed in Sections IV and V is an innovative approach to speeding up and improving distribution protection schemes.

When WPSs are placed strategically on feeders, whether on the main line or lateral sections, a fault occurring downstream triggers the sensor to transmit a message wirelessly to the receiver while the fault is

present. The information is immediately shared with the upstream recloser control or protective relay. The recloser control or relay can use the faulted sensor status, along with local overcurrent elements, to identify the faulted line segment and modify the protection response accordingly.

When WPSs are installed at branch points, the recloser control can use predetermined rules to choose the appropriate response for a given fault. For example, if the WPS system indicates that a fault is on an unfused line section rather than on a fused line section, the recloser control can allow a faster trip because there are no fuses in line with the fault. In this case, the WPSs increased the speed of protection.

Wireless protection sensor system

The WPS system has high-speed wireless communications capabilities to send fault information at protection speeds. The WPS system consists of WPSs, a collector, and a protection device (such as a recloser control or relay), as show in **Figure 6**. When a fault occurs, the WPSs that sense the fault immediately send fault status to the collector. The collector sends the received fault status at a high speed to the recloser control.

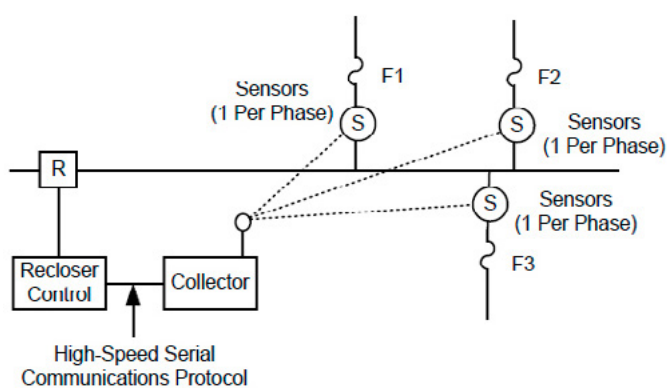


Figure 6. WPS System

A WPS system typically includes multiple sensors. The recloser control or relay can receive the fault information from a sensor in less than a cycle. The communication between the collector and the recloser control uses a high-speed serial communications protocol. To monitor the WPS system health status, the WPS periodically sends a heartbeat signal to the collector.

Applying wps to improve protection schemes

Principles for Applying WPSs in Distribution Protection

The following principles must be considered when applying a WPS system in a distribution protection scheme.

1. The protection devices shall not make protection decisions based solely on fault data from the WPS system. The protective relay must never trip a circuit breaker (nor a recloser control a recloser) based solely on sensor information. To follow this principle, the protection device must itself sense a fault using overcurrent elements before acting on the additional sensor information.
2. Protection devices should fallback to a backup scheme in the absence of sensor data. This fail-safe principle covers cases when the WPSs are unable to provide fault information to the protection devices. In other words, a lack of sensor data must never block protection device functionality.
3. The protection device should only use the sensor fault information to augment existing schemes when fully designed, commissioned, and enabled.

Because the WPS system gives more visibility into the distribution power system, the protection device can use the sensor fault data to improve protection decisions.

WPS System Latencies

In order for the WPS system to work properly in distribution protection systems, the latency of the sensor system must be carefully considered. **Figure 7** shows a timing diagram of the WPS system.

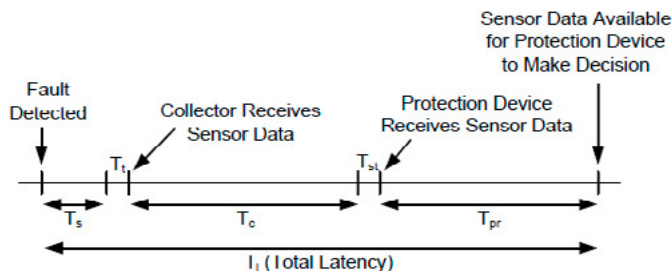


Figure 7. WPS System Timing Diagram (not to scale).

The total latency (Tl) of the WPS system is the sum of the sensor time (Ts), transmission time (Tt), collector processing time (Tc), serial cable transmission time (Tst), and protection device processing time (Tpr). Ts is the sensor processing and data transmission times after detecting a fault. Tc includes decoding the received messages from the sensors, processing the sensor data, and encoding the information to transmit over the serial cable. Tpr is the time required to decode information from the serial cable, process it, and make it available to use.

Tl is given by (1).

$$Tl = Ts + Tt + Tc + Tst + Tpr \quad (1)$$

The sum of all of the times should be less than one cycle.

Latency Requirements for the Fuse-Saving and Fuse-Blowing Schemes

In order for WPS information to be useful in protection decisions, the latency should be less than the protection scheme time requirements. For example, switching over “on the fly” from the fuse-saving to fuse-blowing scheme (described in detail in Section VI) requires that the WPS data be processed before the fast curve times out and has enough time to suspend the fast curve tripping. A similar requirement applies to switching over on the fly in reverse, from the fuseblowing scheme to the fuse-saving scheme. The WPS data need to be processed in order for the protection device to enable the fast curve of the fuse-saving scheme and trip the recloser before the fuse starts to melt. All of these schemes have stringent latency requirements.

The estimated WPS system latency is less than one cycle, that is 16.67 ms from the recognition of fault current at the sensor to the status change in the recloser control. Once the status change is available, the recloser control uses the data as part of its decision, as shown in **Figure 8**.

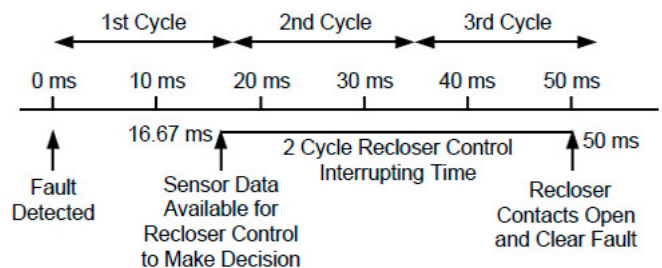


Figure 8. Example Timing Diagram.

Some applications need to account for the maximum expected breaker or recloser interrupting time. The interrupting time for a typical breaker or recloser is between 1 and 5 cycles. For a 2-cycle interrupting time at 60 Hz, the total time becomes 16.67 ms + 33.33 ms = 50 ms (or 3 cycles). At 3 cycles, the WPS

system is fast enough to coordinate with Type T-Tin fuses with the following current limits. Table I shows the maximum current limits that coordinate well with different fuse sizes.

Maximum Coordination Current for Type T-Tin Fuses	
Type T-Tin Fuse Size	Maximum Coordination Current (minimum melting time of 3 cycles)
15T	570 A
40T	1,500 A
65T	2,500 A
100T	3,800 A
140T	5,850 A

Table 1. Maximum coordination current for Type T-Tin fuses.

Applications

This section discusses distribution protection applications that use the WPS system. Its implementation speeds up faultclearing times or narrows the area of outage impact, thus improving reliability.

Switchover On the Fly From a Fuse-Blowing Scheme to a Fuse-Saving Scheme

This switchover scheme gives utilities the option to tailor protection for specific line segments with different characteristics. If the sensor declares that a fault is present on a candidate line section, the scheme enables fuse saving (fast curve operation) while the fault is in progress. For other faulted line segments, the fuse-blowing scheme works as usual. This application allows a single protective zone to have both fuse-saving and fuse-blowing schemes in service.

This switchover scheme is permissive. The fuse-blowing portion of the scheme is always active, and the fuse-saving portion is only enabled under certain conditions. In order to make switching over from fuse blowing

to fuse saving successful, the fuse rating and the fault current have to meet the following two conditions:

- The fuse must be able to coordinate with the recloser in the fuse-saving scheme. The fuse size must be large enough so that the fast curve element of the recloser is faster than the slow curve of the fuse-saving scheme.
- The fault current must be smaller than the IF_{max} value discussed in Section II, Subsection A. The fault current must be low enough so that the recloser operates before the fuse starts to melt.

When the recloser detects a fault, the slow time-overcurrent element picks up and starts timing for the conventional fuseblowing behavior. At the same time, a parallel fast timeovercurrent curve starts timing for fuse-saving behavior. The slow time-overcurrent element time-out output is unconditionally routed to the recloser control trip logic. Regardless of the WPS output, the slow curve element timeout results in a trip, satisfying Principle 2 from Section V. Conversely, the fast time-overcurrent element time-out signal is not directly tied to the trip logic. Instead, the signal is combined with the permissive logic. **Figure 9** shows one possible implementation of this logic

If the sensor on the candidate lateral sends a fault indication that is received while the fast curve element is timing but has not yet timed out, the fast curve fuse-saving element output is allowed to influence the trip logic. However, if the sensor fault signal is received after the fast curve element times out, it is too late to successfully switch to fuse saving. In this situation, the fast curve output is not routed to the trip logic.

Because the fuse-blowing logic remains in service in all cases, this switchover scheme logic follows the three principles described in Section V.

To overcome the overtripping difficulties often found in fuse-saving schemes, the switchover is only allowed when the recloser control determines that fuse saving can be successful, typically for fault positions further out on a tap. Optional overcurrent element supervision can be included, as shown in **Figure 9**.

Switchover On the Fly From a Fuse-Saving Scheme to a Fuse-Blowing Scheme

Similar to the previous application, this switchover scheme uses the WPS system to indicate which line section contains a fault. However, in this version, the

fuse-saving scheme is the default operating mode. If the sensor declares that a fault is present on a candidate line section, the scheme can enable fuse blowing (slow curve operation) while the fault is in progress. For other faulted line segments, the fuse-saving scheme works as usual. This switchover scheme also allows a single protective zone to have both fuse-saving and fuse-blowing schemes in service.

This switchover scheme is a blocking scheme. The fuseblowing portion of the scheme is always active, and the fusesaving portion is blocked under certain conditions.

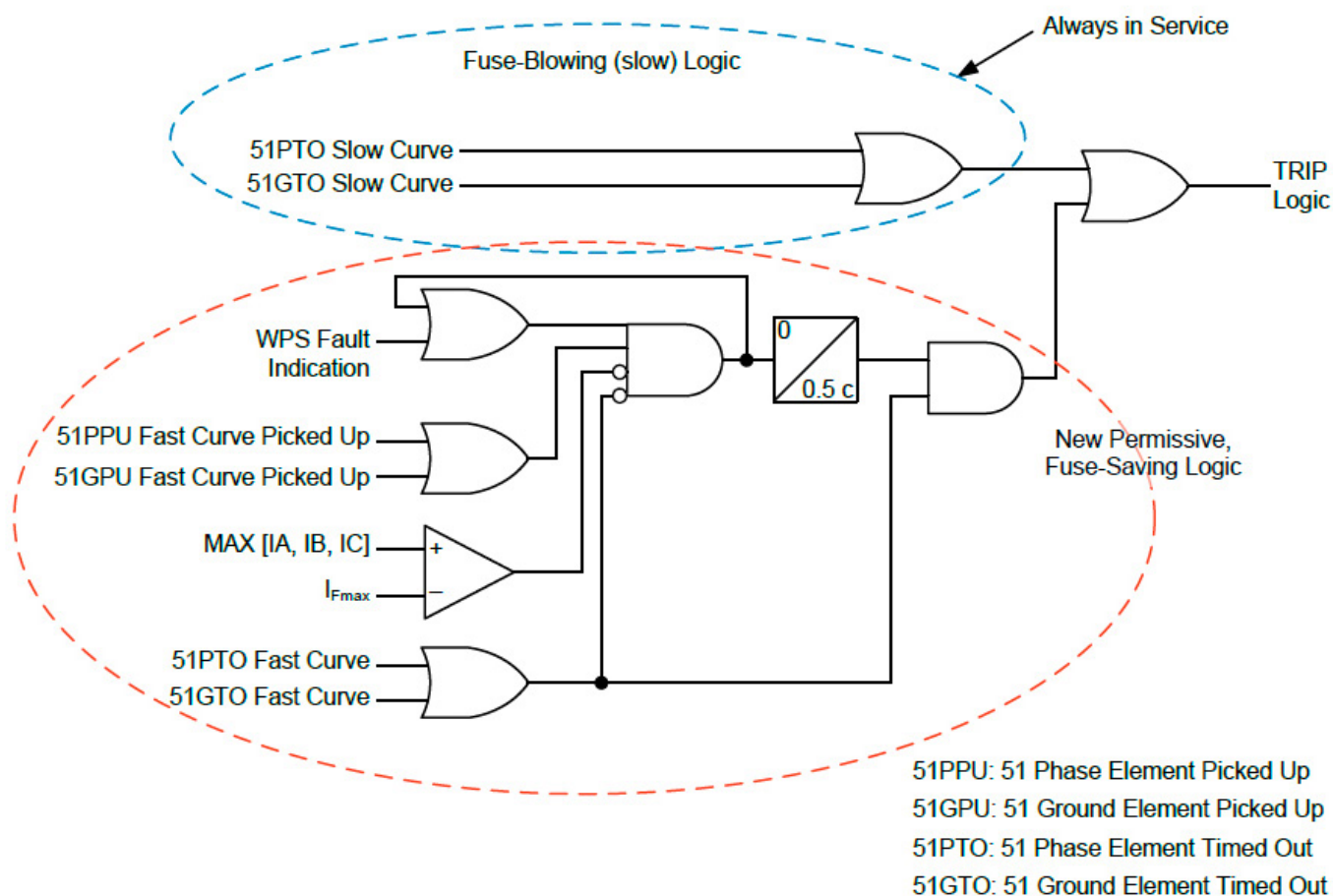


Figure 9. Fuse-Blowing to Fuse-Saving Switchover Logic

When the recloser detects a fault, the slow time-overcurrent element picks up and starts timing for the conventional fuseblowing behavior. At the same time, a parallel fast timeovercurrent curve starts timing for fuse-saving behavior.

The slow time-overcurrent element time-out output is unconditionally routed to the recloser control trip logic. Regardless of the WPS output, the slow element timeout results in a trip, satisfying Principle 2.

Conversely, the fast time-overcurrent element time-out signal is not directly tied to the trip logic. Instead, the signal is combined with the blocking logic. **Figure 10** shows one possible implementation of this logic.

If the sensor on the candidate tap sends a fault indication that is received while the fast curve element is timing but has not yet timed out, the blocking signal is asserted, preventing the fast curve fuse-saving element output from activating the trip logic. The logic has selected the fuse-blowing scheme by blocking the fuse-saving scheme for this particular fault.

However, if the sensor fault signal is received after the fast curve element times out, it is too late to perform the blocking because the trip logic has already been activated. In this situation, the fuse-saving fast curve output is allowed through to the trip logic because there is no block signal.

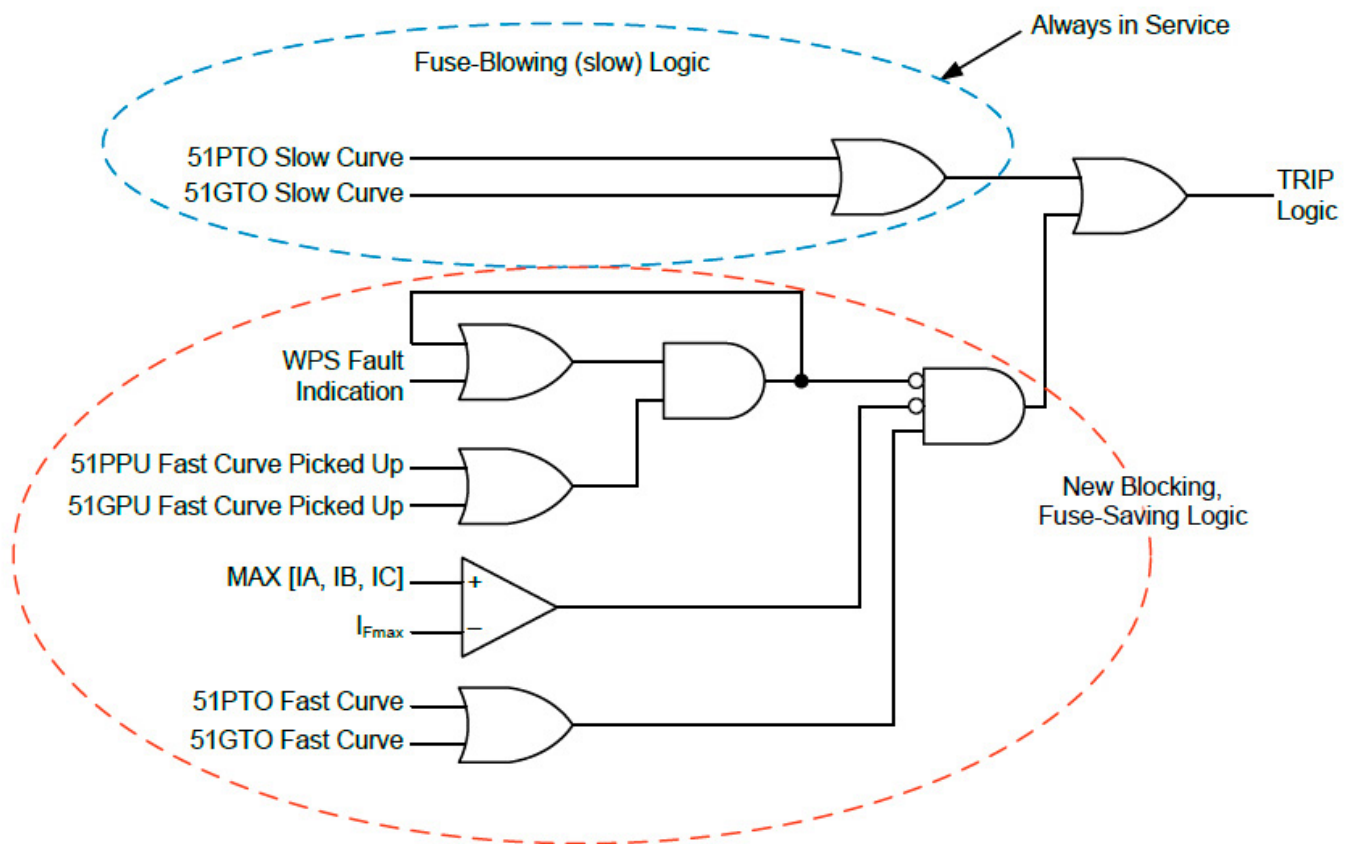


Figure 10. Fuse-Saving to Fuse-Blowing Switchover Logic

Because the fuse-blowing logic remains in service in all cases, this application logic follows the three principles described in Section V.

Switchover On the Fly Between Feeder Cable Protection and First-Span Protection

This scheme helps increase system availability by reducing the number of sustained outages that are caused by overhead faults being mistaken for feeder cable faults.

Often a feeder starts with an underground line section (feeder cable) that spans a distance to a terminal pole or riser pole where the overhead line section begins, as shown in **Figure 11**. To protect feeder cable substation egress, some utilities use instantaneous overcurrent elements with pickup levels set to cover the entire cable length, plus some margin that overreaches onto a portion of the overhead line. In these applications, a high-current fault causes an instantaneous trip with no reclosing permitted.

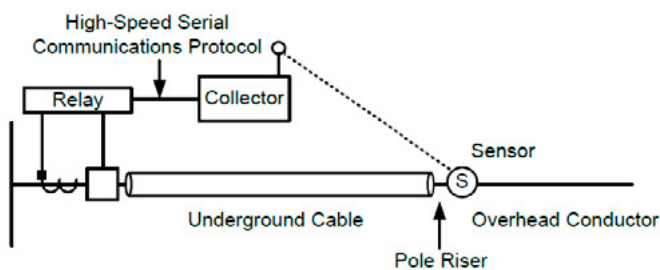


Figure 11. Underground and Overhead Combined Feeder

While this approach protects equipment, most of the time it causes an unnecessary permanent outage. Recall that the majority of overhead faults are caused by temporary events and that overhead faults are far more likely than underground faults. By not reclosing for close-in overhead faults, the entire feeder suffers a permanent outage that may have been avoided.

This switchover scheme can be improved with information from a strategically placed WPS. The WPS can be used to allow reclosing when a fault is on the overhead line but not for cable faults. The instantaneous overcurrent trip function is not altered. This simple modification of an existing scheme improves system availability.

WPSs installed at the terminal pole or after one span of overhead lines are only exposed to faults on the overhead line section. The feeder relay uses the WPS system fault information in the decision to allow or block reclosing after an instantaneous trip operation. This decision result is available within a few cycles of the initial trip decision.

Figure 12 shows simplified sensor logic for this switchover scheme. If the fault is in the cable section, the WPSs do not detect the fault or send a message and reclosing is blocked.

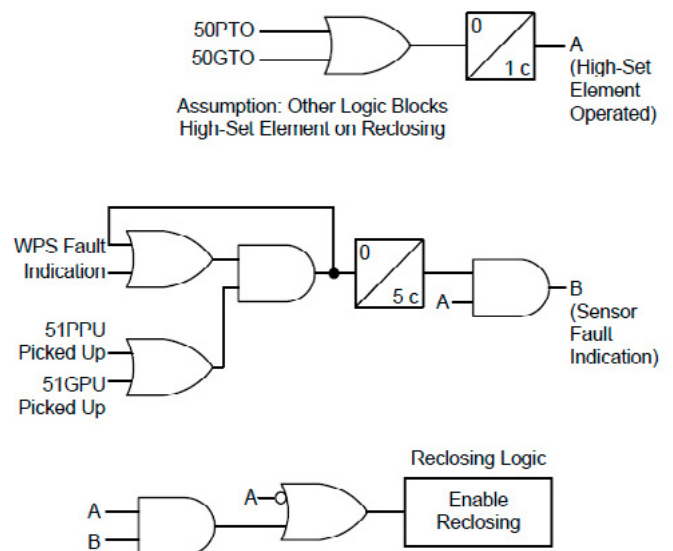


Figure 12. Sensor Logic for Reclosing

If the fault is on the overhead line section and the high-set instantaneous overcurrent element operates, the WPS system fault indication allows a reclose operation. On this, and any subsequent reclosing attempt, the instantaneous element is blocked to allow

for inrush current. This leaves a fast curve (or slow curve) element in service to provide fuse-saving (or fuse-blowing) protection as desired. Further reclosing can be configured as needed.

If the fault is on the overhead line but below the high-set cable protection threshold, the relay does not immediately trip and follows the usual fuse-saving or fuse-blowing scheme. The instantaneous overcurrent element is generally blocked on any reclose attempt to allow for inrush current. In this scenario, the WPS data do not influence the logic. **Table 2** summarizes the logic for reclosing operations.

Reclosing Operation		
High-Set Element	Sensor Fault Indication	Action
Not operated	No fault	Enable reclosing
Not operated	Fault	Enable reclosing
Operated	No fault	Block reclosing
Operated	Fault	Enable reclosing

Table 2. Reclosing Operation

Speeding Up Tripping for Faults on Known Line Sections

1. Unfused Line Sections

This switchover scheme eliminates the delay for a fuse to blow when there is no fuse to blow. It is not always practical to install fuses on every lateral or line section of a distribution system. If a fuse-blowing scheme is implemented, any fault on an unfused lateral or line section will stress the system needlessly.

Reducing the time to trip also improves power quality upstream of the tripped breaker, and on feeders that are fed by the same substation bus, by shortening the voltage dip duration.

By installing WPSs on the unfused line section, the breaker relay or recloser control can be configured to speed up the trip response for such faults. **Figure 13** illustrates this scenario.

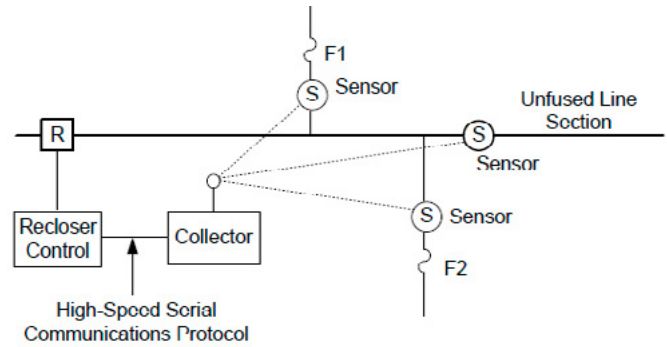


Figure 13. Example of Unfused Section.

Upon detecting a fault using local overcurrent elements, the recloser control operates the fuse-blowing scheme as usual when no fault indication is received from the WPS on the unfused line section.

If the WPS on the unfused line section indicates a fault while the local overcurrent elements are picked up, the recloser control enables a faster characteristic. The fuseblowing overcurrent element is left in service as a backup.

In most cases, at least one reclose is attempted to allow service restoration if the fault is temporary.

2. Discriminate Between Taps for Fuse-Blowing Schemes

This scheme minimizes fault duration when there is a permanent fault on an unfused line section and there are fuses further down the same line section. Fig. 14 illustrates this concept. The example feeder has close-in taps protected by 100T fuses and a long line section that is not protected by a fuse but has taps farther down with 40T maximum fuse ratings.

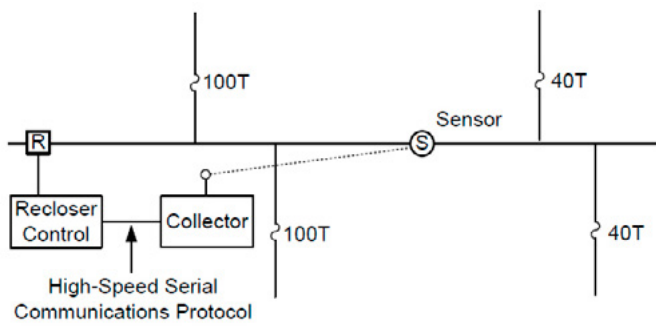


Figure 14. Feeder With Different Fuse Sizes

The timing requirement for a traditional fuse-blowing scheme on this feeder must coordinate with the 100T fuse maximum clearing time-current characteristic. This strategy results in proper coordination, but in some cases, a fault may persist longer than necessary.

For example, if there is a fault beyond one of the 40T fuses, the fuse will blow quickly and the breaker relay or recloser control will not operate. If, however, the

fault is on an unfused line section that is not beyond a fuse, the recloser control must wait for the entire 100T-coordination delay before tripping. This adds stress to the system and affects power quality the same as in the previous example in **Figure 13**.

In this situation, tripping could occur after a 40T coordination delay, which for a 2 kA fault is 3.3 cycles. This is much faster than the 100T coordination delay of 18 cycles.

By installing WPSs before the start of the line section with the 40T laterals, the recloser control can be configured to speed up the trip response for such faults.

Upon detecting a fault using local overcurrent elements, if no fault indication is received from the WPS, the relay operates the fuse-blowing scheme. This coordinates with 100T fuses.

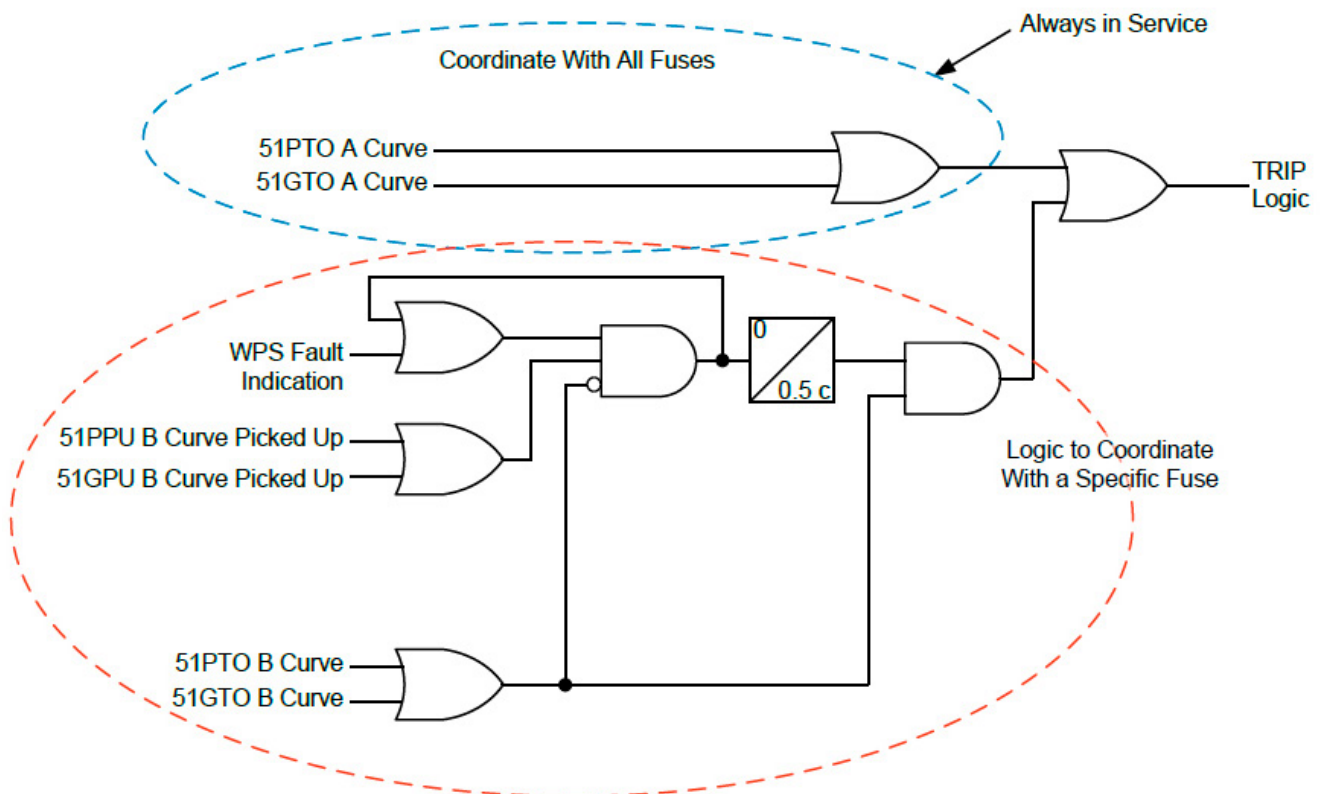


Figure 15. Coordination With a Specific Fuse

If instead, the WPS fault indication is received while the local overcurrent elements are picked up, the relay enables a characteristic that coordinates with a 40T fuse. The slower 100T-coordinated, fuse-blowing overcurrent element is left in service as a backup. **Figure 15** illustrates this logic. For faults beyond any fuse in **Figure 14**, the fuse-blowing scheme simply allows a fuse to blow. For faults on the unfused line section, the recloser trips on the faster characteristic, reducing stress on the system.

In most cases, at least one reclose is attempted to allow service restoration if the fault is temporary.

With additional sensors, this customized coordination can be applied to other unfused taps or line sections that have only 40T taps.

Test results

Bench tests are valuable to characterize the performance of any new technology. The WPS system test setup block diagram is shown in **Figure 16**. The test setup includes a current loop, a WPS, a collector, an emulated protection device, and an oscilloscope.

The current loop generates a 10 A, 60 Hz power system signal that simulates a power line. The loop is also capable of generating a 1,000 A fault current. The WPS contains fault detection logic, a transmitter, and an antenna. The collector contains radio receivers, a human-machine interface, and a serial interface that allows communication with the protection device.

The oscilloscope is connected to the test equipment via three probes. One probe measures the current in

the sensor. The second probe measures a signal in the collector that is ready to be sent out. The third probe measures the output contact of the protection device. The probe connections are shown in **Figure 16**.

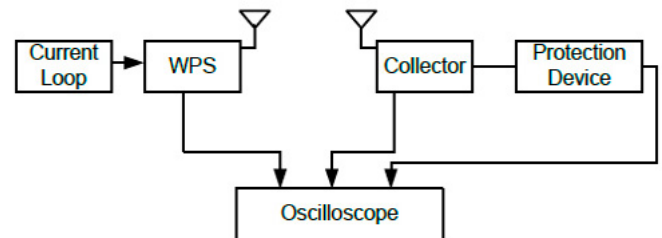


Figure 16. Test Setup

The test characterizes the time required for the system to assert the protection device's output contact from the instant a fault is detected. This provides the latency of the entire system. **Figure 17** shows the measurements taken from all three probes. Point A indicates the instant when the fault is detected by the WPS, and Point B indicates when the protection device's output contact is asserted. In this test, the overall latency from fault detection to output contact assertion is 8.24 ms. The test shows that the WPS system can have a latency between 0.5 and 1 cycle. This is the latency that a protection device, such as recloser control, requires in order to receive the fault status and make protection decisions.

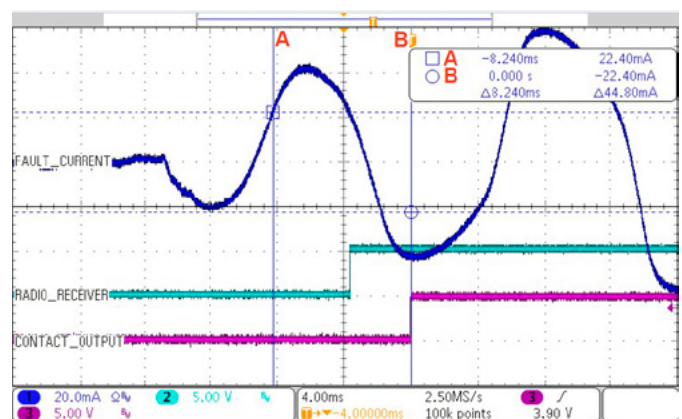


Figure 17. Example of the Test Result

Conclusion

The WPS system gives more visibility into the distribution power system. WPSs indicate which lateral(s) has a fault and send the fault status to a protection device (like a protective relay in the substation or a recloser control out on a pole) at protection speeds. With this information, the protection devices have additional information to make decisions, altering (for the better) the traditional tradeoff between selectivity and speed. The WPS information allows protection devices to speed up protection actions without sacrificing selectivity. This reduces the duration of faults and therefore reduces the risk to public safety, reduces stress on the power system, and increases power quality.

The WPS system improves the operation of several distribution protection schemes. The improvements are in either speed or system reliability. Switching over on the fly from fuse saving to fuse blowing, or vice versa, gives flexibility to utilities dealing with different weather conditions or different line sections. For example, in severe weather conditions, switching over from a fuse-blowing scheme to fuse-saving scheme is perfectly acceptable because customers expect brief interruptions during such conditions, and utilities may want to try to save the fuses instead of blowing them. By switching over on the fly between feeder cable protection and first-span protection, the WPS system improves system reliability when the feeder transitions from underground to overhead or vice versa.

The WPS system helps improve the speed of protection actions by knowing that a fault is on an unfused section. The system also helps to speed up protection actions when using different fuse sizes. The protection devices do not have to wait for the largest (or slowest) fuse to blow when faults are on taps with smaller fuse ratings.

This paper provides three principles for deploying WPS systems in distribution protection schemes. The principles help ensure safe distribution protection scheme operation even when the WPS system is unable to provide fault indication data. The protection devices should not make protection decisions based solely on sensor data and should only use such data to augment existing schemes.

Test results prove that the WPS system can meet the stringent latency requirements of distribution protection schemes. The test shows that the protection devices can decode the received information and use it to make decisions within 1 cycle after fault detection. At this speed, it is fast enough to handle fault currents up to 7 kA for 100T Type TTin fuses, for example. As a result, a WPS system significantly improves a wide range of distribution protection schemes.

References

- [1] T. Gönen, *Electric Power Distribution Engineering*, 3rd ed. CRC Press, Boca Raton, FL, 2014.
- [2] J. Blair, G. Hataway, and T. Mattson, "Solutions to Common Distribution Protection Challenges", proceedings of the 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers, April 2016.
- [3] J. L. Blackburn and T. J. Domin, *Protective Relaying: Principles and Applications*, 4th ed., CRC Press, Boca Raton, FL, 2014.
- [4] J. Roberts and K. Zimmerman, "Trip and Restore Distribution Circuits at Transmission Speeds," proceedings of the 1999 IEEE Rural Electric Power Conference, Indianapolis, IN, May 1999.

Biographies

Kei Hao, P.E., received his Ph.D. in electrical engineering from the University of Wisconsin–Madison, his M.S.E.E. from the University of Wisconsin–Milwaukee, and his B.S.E.E. from La Universidad de la República, Uruguay. He joined Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. in 2010 as an automation and protection engineer. He is presently a lead product engineer in research and development. He has experience in control and automation systems, wireless communications systems, and power system automation and protection. He is a member of the IEEE and a registered professional engineer in the state of California.

Shankar V. Achanta received his M.S. in electrical engineering from Arizona State University in 2002. He joined Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) in 2002 as a hardware engineer, developing electronics for communications devices, data acquisition circuits, and switchmode power supplies. Shankar currently holds six SEL patents, and he is an inventor on several patents that are pending in the field of precise timing and wireless communications. He currently holds the position of engineering director for the precise time and faulted indicators and sensors group at SEL.

Jakob Fowler received his B.S. degree in electrical engineering from Northern Illinois University in 2011. He joined Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. in 2011 as an associate field application engineer in the fault indicator and sensor division. He focused primarily on support for faulted circuit indicators used on distribution circuits. In 2014, Jakob transferred to the research and development division to work on the development of faulted circuit indicators and sensors.

David Keckalo received his B.S. degree from the University of British Columbia in 1987. He joined Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) in 1998 and is a lead power engineer in wireless systems. In previous positions, he worked on the design and development of many of SEL's protective relay products, including product literature. Prior to SEL, David held various positions at BC Hydro, concluding 10 years of service as a senior distribution engineer. He holds one U.S. patent, is a registered professional engineer in British Columbia, and is a member of the IEEE.

Sistema de Auto Reconfiguração de Rede com Funcionalidades Avançadas para o Controle e Monitoramento de Sistemas de Distribuição

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

Tema: Operación y Control de Redes

Autores

Daniel Perez Duarte

Marcelo Aparecido Pelegrini

João Carlos Guaraldo

Henrique Kagan

Bruno Hideki Nakata

Clóvis Simões

José Aurélio Porto

José Mário De Souza Melo

Empresa

SINAPSIS INOVAÇÃO EM ENERGIA, SPIN
ENGENHARIA DE AUTOMAÇÃO, CELPE
NEOENERGIA

Ubicación: São Paulo, Brasil

Dirección: Alameda Jaú, 48, 5º Andar

Código Postal: 01420-000

Teléfono: +551150510744

E-Mail: bruno.nakata@sinapsisenergia.com

Resumo

Este artigo descreve os critérios de planejamento e as etapas de implantação de um sistema que executa a função FLISR em redes de distribuição de energia. Essa função consiste na localização e isolamento de uma falta, além da reconfiguração da rede para restabelecer o serviço, através da obtenção de dados e envio de comandos aos equipamentos de campo. Para determinar as manobras a serem executadas na rede, utilizou-se algoritmos de estimação de estados e de otimização. Os critérios e etapas apresentados a seguir foram considerados para a aplicação do sistema ActionWise, desenvolvido pelas empresas Sinapsis e Spin, nos circuitos de distribuição da Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), parte do grupo Neoenergia.

Introdução

Nos circuitos de distribuição, a configuração radial é adotada em detrimento da configuração em malha para reduzir custos de investimentos e custos operacionais, porém acarreta em perda de confiabilidade do sistema [1]. Com a instalação de chaves automáticas na rede, além outros sistemas e equipamentos que realizem a supervisão e a execução de manobras de maneira remota, é possível mitigar essa perda de confiabilidade, além de permitir a aplicação de funcionalidades de automação como a função FLISR (fault location, isolation and service restoration), que executa a localização e isolamento de uma falta na rede, além da restauração do serviço de energia a trechos não afetados diretamente pelo defeito.

Conforme ilustrado na **Figura 1**, sem a função FLISR, só haveria o restabelecimento de energia depois de transcorridas as etapas de identificação da ocorrência na rede, preparação e deslocamento das

equipes de campo, localização da falta e execução de manobras na rede, que podem levar algumas horas para serem completadas em algumas situações. Com a aplicação da função FLISR, é possível executar o restabelecimento de energia a determinados trechos da rede em alguns minutos, contribuindo para a diminuição dos indicadores de continuidade da rede.

Neste trabalho são apresentados os critérios de planejamento e as etapas para implantação de um sistema que executa a função FLISR, aplicado nos circuitos de distribuição da Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), que faz parte do grupo Neoenergia. O sistema em questão, chamado ActionWise, possui integração com o sistema SCADA da empresa além de executar algoritmos de estimação de estado e otimização para determinar a sequência de manobras mais adequada a ser realizada na rede. O sistema ActionWise foi desenvolvido em conjunto pelas empresas Sinapsis Inovação e Energia e Spin Engenharia de Automação.

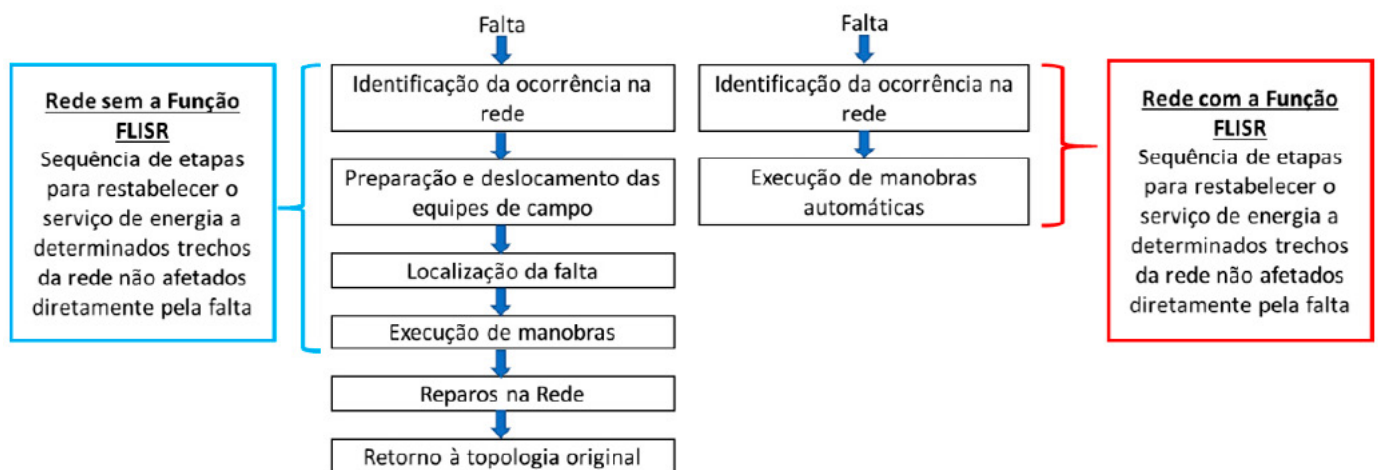


Figura 1. Comparação das etapas de restabelecimento da energia após uma falta com e sem a função FLISR

Desenvolvimento

Etapas para Execução da Função FLISR

A execução da função FLISR pode ser dividida nas seguintes etapas:

1. Identificação da falta na rede;
2. Determinação do local da falta;
3. Identificação do bloco a ser isolado e execução de manobra para isolar a falta;
4. Planejamento e execução de manobras para restabelecer o fornecimento de energia a trechos da rede;
5. Retorno ao estado normal após o reparo da rede.

Com a automação das redes de distribuição e a instalação de equipamentos automáticos como religadores e identificadores de falta, além de sistemas de comunicação para transmitir as informações obtidas por esses equipamentos para locais convenientes, é possível executar as etapas da função FLISR de maneira automática, com maior rapidez e eficiência. Como exemplo, será utilizado um arranjo com dois circuitos operando em configuração radial, ambos com um disjuntor de saída (DJ1 e DJ2) e um religador automático normalmente fechado instalado ao longo do tronco principal (RA1 e RA2). Além disso, existe um religador normalmente aberto (RA3) na interligação entre os dois circuitos. Esse arranjo é apresentado na **Figura 2**.

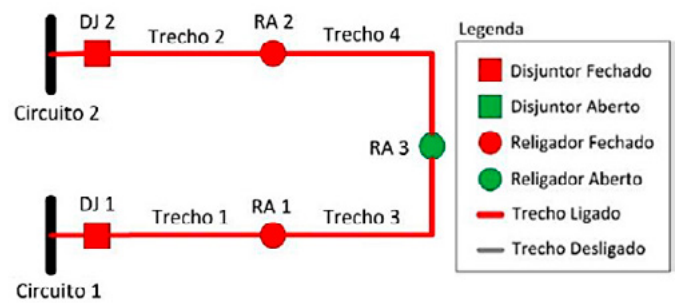


Figura 2. Topologia com dois circuitos interligados por um religador normalmente aberto

1. Identificação de Falta na Rede

Caso ocorra uma falta permanente no trecho 1, o disjuntor DJ1 irá atuar devido à sobrecorrente causada pelo defeito. Após as tentativas de religamento, o DJ1 irá abrir definitivamente, interrompendo o fornecimento de energia a todos os consumidores conectados ao circuito 1, conforme apresentado na **Figura 3**. Utilizando um sistema de comunicação que permita enviar as informações sobre essa ocorrência para o operador no centro de controle, a etapa de identificação da falta torna-se totalmente automática. Para os casos em que ocorre a atuação de uma chave fusível e o desligamento de um ramal da rede, a identificação de falta ainda é feita predominantemente através de ligações telefônicas dos consumidores.

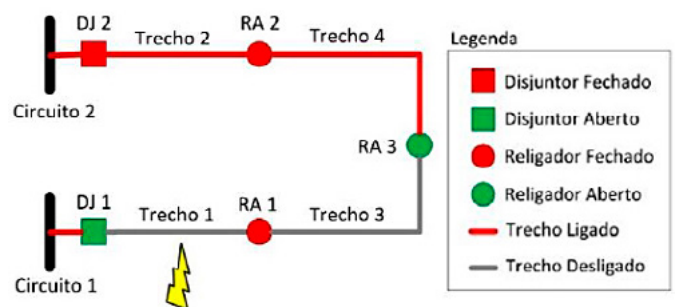


Figura 3. Falta no trecho 1 e abertura do disjuntor DJ1

2. Determinação do Local da Falta

Após a identificação da falta na rede, supondo a coordenação adequada dos ajustes de proteção dos equipamentos DJ1 e RA1, é possível afirmar que a falta na rede ocorreu no trecho 1. Dessa maneira, o operador do sistema pode despachar as equipes de campo para localizar o ponto exato da falta nesse trecho e realizar os reparos necessários na rede. Para os casos em que ocorre a atuação de uma chave fusível, uma possível alternativa para reduzir o tempo de localização da falta é instalar identificadores de falta ao longo do circuito, que detectam a passagem de uma corrente de falta pelos seus terminais. A informação sobre a falta pode ser transmitida apenas localmente, com um sinal luminoso sendo emitido pelo equipamento, ou de maneira remota, com o envio de informações através de um sistema de comunicação.

3. Identificação do Bloco a ser Isolado e Execução de Manobra para Isolar a Falta

Após a abertura do disjuntor DJ1, caso esteja implantado nos circuitos um sistema que execute a função FLISR, será executada a abertura do religador RA1 para isolar a falta no menor trecho possível da rede. Sem a função FLISR, o bloco onde ocorreu a falta só será isolado após o despacho da equipe de campo e a localização da falta por essa equipe.

4. Planejamento e Execução de Manobras para Restabelecer o Serviço a Trechos Sãos da Rede

Para realizar a reconfiguração automática após a ocorrência, ocorre o fechamento da chave RA3, restabelecendo o fornecimento de energia ao trecho 3. A chave RA3 será fechada apenas caso o circuito 2 tenha capacidade suficiente para suportar sua carga original mais as cargas transferidas do trecho 3. A figura 4 ilustra a execução das duas manobras citadas anteriormente e

o trecho restabelecido. Os consumidores conectados ao trecho 3 terão a energia restabelecida num tempo muito inferior em relação ao caso em que seria necessário esperar pelos operadores do sistema localizarem a falta e executarem as manobras na rede manualmente, sendo possível assim notar os ganhos nos indicadores decorrentes da automação empregada nas redes de distribuição. Caso todo o procedimento para reconfiguração da rede seja concluído num intervalo de tempo inferior a três minutos, conforme metodologia estabelecida pela ANEEL, a interrupção do fornecimento de energia aos consumidores do trecho 3 não será considerada nos cálculos dos indicadores de continuidade desse circuito.

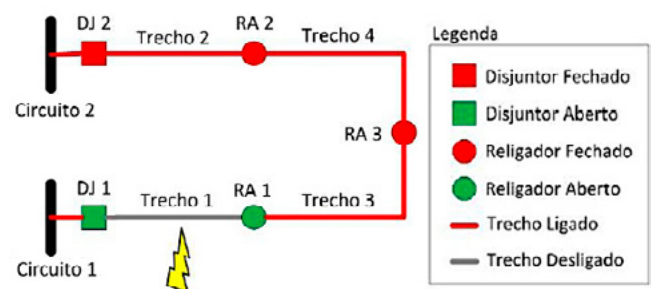


Figura 4. Isolação do defeito (abertura do religador RA1) e restabelecimento do serviço (fechamento do religador RA3) ao trecho 3.

No exemplo utilizado, não é necessária uma lógica complexa para determinar as manobras a serem executadas para restabelecer o serviço a trechos sãos da rede. Porém, em redes com topologias mais complexas, com maior número de possibilidades de manobras entre circuitos, torna-se interessante utilizar um sistema que analise as diversas possibilidades e forneça a sequência de manobras mais adequada para o restabelecimento do serviço.

Para resolver o problema de reconfiguração da rede após uma contingência, normalmente são utilizados métodos de otimização multicriterial, entre eles: métodos baseados em lógica fuzzy [2][3], algoritmos evolutivos como algoritmos genéticos [3]-[7] e simulated annealing [4][5], entre outros.

Os trabalhos citados possuem em comum o fato de realizarem a análise da rede completa para resolução do problema, ou seja, concentram todos os dados da rede em um determinado ponto para realizar essa análise. Na prática, isto significa coletar os dados dos equipamentos de campo através de um sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA), disponibilizando-os ao sistema onde estará instalado o algoritmo desenvolvido. Esse sistema pode ser instalado tanto no nível da subestação, monitorando controlando os equipamentos e circuitos correspondentes àquela estação, ou então diretamente no centro de operação da distribuição (COD), que permite controlar múltiplas subestações e circuitos.

Como alternativa aos sistemas que concentram todas as informações em um determinado ponto da rede, foram desenvolvidos nos anos seguintes algoritmos e sistemas com inteligência distribuída entre os diversos equipamentos existentes na rede, com destaque para a utilização do conceito de sistemas multiagentes [11]. Além disso, com a penetração cada vez maior de fontes renováveis de energia na rede, os algoritmos de reconfiguração passaram a considerar a existência de geração distribuída na rede [8]-[10].

Assim como o sistema apresentado neste artigo, os trabalhos [12] e [13] apresentam sistemas implantados por distribuidoras que utilizam algoritmos com inteligência concentrada em um determinado ponto da rede, utilizando métodos metaheurísticos e de otimização multicriterial.

5. Retorno ao Estado Normal após o Reparo da Rede

Após os serviços de reparo no trecho com a falta, as manobras para realizar o retorno da rede ao estado normal podem ser feitas de maneira manual pelo operador em campo, ou então de maneira automáti-

ca, com o envio de comandos de manobra. O sistema com a função FLISR gera a sequência de manobras a ser realizada, podendo executá-las automaticamente ou após a autorização do operador do sistema.

Critérios de Planejamento para Implantação do Sistema com a Função FLISR

A primeira etapa de planejamento para implantação da função FLISR consiste em definir qual o nível de automação do sistema que abrigará essa função. Podem ser utilizadas as seguintes opções [14]:

- Automação em nível local, com a inteligência distribuída entre os equipamentos de campo e utilização opcional de um sistema de comunicação para troca de informações entre equipamentos.
- Automação em nível centralizado com comunicação. Um sistema centralizado recebe as informações dos equipamentos de campo, analisa esses dados e envia comandos para realizar as manobras necessárias na rede.
- Automação em nível centralizado com comunicação e integração com funcionalidades de gestão. O sistema centralizado descrito no item anterior, além de executar a função FLISR, está integrado a um sistema avançado de gestão da distribuição (ADMS), fornecendo informações importantes para o planejamento e operação do sistema elétrico.

Para definir qual a estratégia a ser utilizada em uma determinada rede, podem ser comparados os ganhos esperados nos indicadores de continuidade e nas despesas operacionais (OPEX) com os investimentos necessários para desenvolvimento e implantação do sistema com a função FLISR. Por exemplo, uma es-

estratégia prevendo a instalação de novos equipamentos e um novo sistema de comunicação na rede, que proporcionariam os maiores ganhos nos indicadores no sistema, pode não ser a estratégia mais adequada, caso o valor do investimento seja muito elevado.

Dessa maneira, em uma rede que já possui equipamentos e sistema de comunicação, utilizar um sistema que permita integrar a infraestrutura preexistente na rede pode ser a solução mais viável. Como complemento, estratégias menos drásticas como a realocação dos religadores existentes na rede podem proporcionar ganhos expressivos nos indicadores de continuidade do sistema com custo reduzido.

Etapas de Implantação do Sistema com a Função FLISR

Utilizando como exemplo um sistema centralizado conectado ao sistema SCADA (sistema de supervisão e aquisição de dados) e ao ADMS, a primeira etapa de implantação consiste na instalação e comissionamento de novos equipamentos e do sistema de comunicação associado. Em seguida, é realizada a integração desses equipamentos com o sistema SCADA. O próximo passo é a integração do sistema com a função FLISR ao sistema SCADA e aos sistemas de gestão do ADMS, com a configuração dos pontos analógicos e digitais que serão transmitidos entre os sistemas. Devem ser configuradas também as interfaces do sistema que serão utilizadas pelos operadores no centro de controle. Antes da implantação definitiva em campo, é interessante realizar uma etapa de testes para validação do sistema e das integrações realizadas, chamada de implantação em “modo escuta”. Nesse estágio, o sistema coleta normalmente todas as informações e executa os algoritmos para obtenção das manobras a serem executadas na rede, porém não envia comandos de manobras

aos equipamentos de campo. Após serem realizados todos os testes e ajustes durante a implantação em “modo escuta”, é realizada a implantação em modo final com a coleta e análise dos resultados, que podem ser utilizados posteriormente não apenas para avaliação da solução propriamente dita, mas também para determinar uma metodologia para aplicação dessa tecnologia em toda a área de concessão de uma empresa de distribuição.

Estudo de Caso

Como estudo de caso, será apresentado o sistema ActionWise com a função FLISR, implantado nos circuitos de distribuição da CELPE. Desenvolvido em conjunto pelas empresas Sinapsis e Spin, o ActionWise surgiu da integração do sistema SCADA ActionView da Spin com a plataforma desenvolvida pela Sinapsis, chamada aqui de ADMS/FLISR, para executar em tempo real funções avançadas como o FLISR, controle Volt-Var, alívio de carga em subestações, entre outras.

1. Estratégia de Implantação do Sistema

Com o SCADA ActionView já instalado na rede da CELPE, a estratégia escolhida para a implantação da função FLISR foi integrar o ADMS/FLISR da Sinapsis ao SCADA ActionView, constituindo o ActionWise. A integração foi feita através do protocolo IEC-60870-5-104. A **Figura 5** apresenta a arquitetura descrita para a solução. Foram utilizados também religadores, disjuntores e sistema de comunicação já implantados previamente nos circuitos para serem integrados ao sistema ActionWise. Dessa maneira, foi possível implantar um sistema com custo reduzido, devido à infraestrutura já existente na rede que foi aproveitada, com ganhos expressivos esperados nos indicadores de continuidade da rede elétrica.

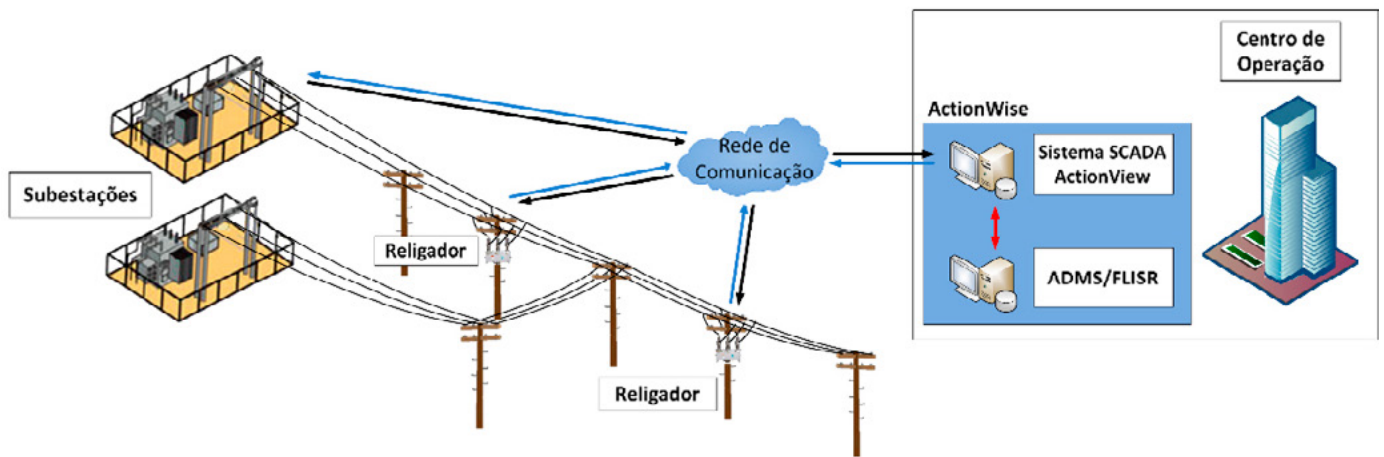


Figura 5. Visão geral da implantação do sistema ActionWise no sistema de distribuição da CELPE

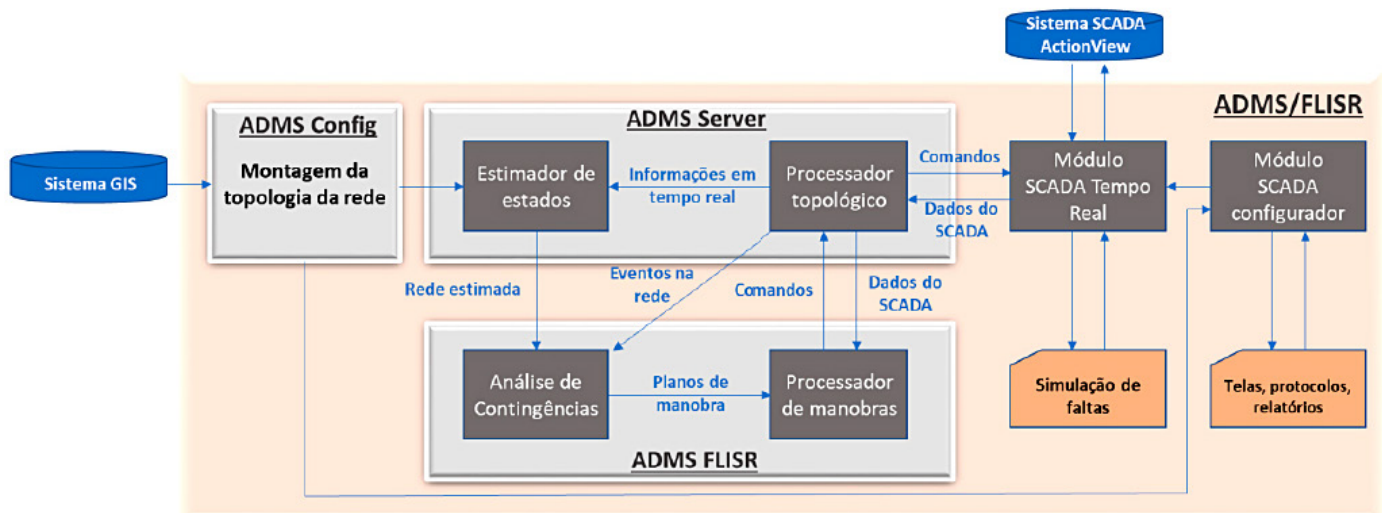


Figura 6. Fluxograma de funcionamento da plataforma ADMS/FLISR

2. Arquitetura e Funcionamento da Plataforma ADMS/FLISR

A plataforma ADMS/FLISR é composta por processos executados de maneira concomitante, que se comunicam através do envio e recebimento de mensagens, conforme ilustrado na **Figura 6**. Uma mensagem contém as informações necessárias para o processo destinatário realizar uma operação. A montagem da rede pode ser feita de duas maneiras: através da importação de dados de um sistema de informação geográfica (GIS), ou realizando a montagem da topologia manualmente. A partir das

informações recebidas dos equipamentos de campo através do sistema SCADA, é realizada periodicamente a estimação de estados da rede. Dessa maneira, quando ocorre uma contingência, é utilizada uma estimação imediatamente anterior ao momento da falta. O algoritmo que realiza a análise de contingências considera em sua função objetivo a minimização do número de clientes desligados pelo defeito, minimização do rede e, por fim, maximizar a reserva de corrente nos circuitos vizinhos. Determinada a sequência de manobras na rede, os comandos são enviados ao SCADA ActionView, que os transmite aos equipamentos de campo.

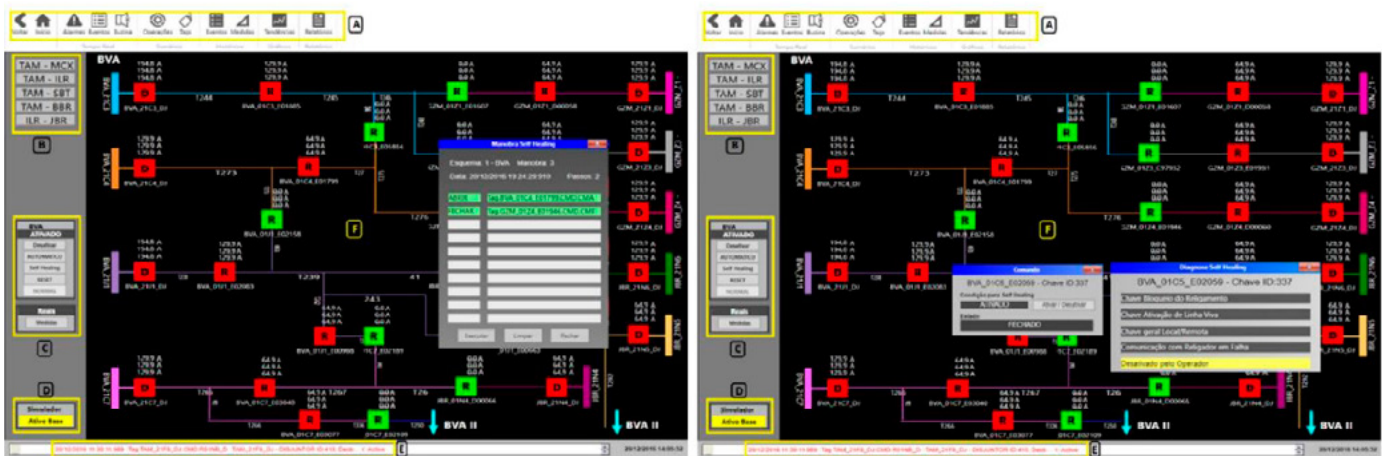


Figura 7. Tela de operação e janela com a lista de manobras a ser executada na rede

3. Funcionamento do sistema ActionWise e Telas Utilizadas para Operação da Rede Elétrica

A Figura 7 apresenta a tela do sistema ActionWise utilizada para a operação da rede elétrica. O agrupamento representado na tela é formado por 10 alimentadores e 57 chaves automáticas (disjuntores ou religadores).

Através do menu localizado no canto esquerdo da tela, é possível ativar ou desativar a função FLISR nos circuitos, realizar as manobras de maneira manual (necessária autorização do operador do sistema para manobrar as chaves) ou automática (sem autorização do operador) e, por fim, ativar ou desativar o modo escuta, em que o sistema obtém dados e executa os algoritmos, porém não envia comandos aos equipamentos. Na tela à direita, é destacada a janela com a lista de manobras a ser realizada na rede. O operador pode aceitar ou rejeitar o plano de manobras. Por fim, na tela à direita, são apresentadas duas janelas: a primeira com o diagnóstico da anormalidade existente em uma determinada chave, e a segunda com opções habilitar ou desabilitar determinados comandos da chave (linha viva, religamento, etc).

Conclusões

O presente trabalho apresentou uma metodologia com critérios de planejamento e etapas para implantação de um sistema que executa a função FLISR, para identificar e localizar automaticamente um defeito na rede, além de realizar manobras de maneira remota para restabelecer o fornecimento de energia a trechos da rede. Foi utilizado como estudo de caso a implantação do sistema ActionWise nos circuitos de distribuição da Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), que faz parte do grupo Energisa. Já contando com chaves automáticas (disjuntores e religadores) e um sistema de comunicação instalado em sua rede, foi interessante para a empresa adotar uma solução que pudesse utilizar a infraestrutura existente, sem gastos elevados com a compra de novos equipamentos ou a renovação dos existentes. Outra vantagem da estratégia adotada pela CELPE foi a integração com o sistema SCADA ActionView, não sendo necessário assim realizar a configuração direta dos equipamentos de campo com o sistema que executa a função FLISR. Foi realizada apenas a integração desse sistema com o SCADA ActionView, resultando no sistema ActionWise. O sistema ActionWise foi implantado na rede da Celpe e no momento está sendo operado em

modo escuta, recebendo informações e executando algoritmos, porém sem enviar comandos aos equipamentos de campo. Esse modo serve para testar as lógicas e as integrações desenvolvidas, antes da implantação definitiva do sistema. São esperados ganhos expressivos nos indicadores de continuidade da rede elétrica com as manobras automáticas realizadas pelo sistema ActionWise. Com a implantação da solução por um período de tempo significativo, será possível em breve avaliar quantitativamente os ganhos obtidos.

Referências

- [1] H. P. Schmidt, “Reconfiguração de Redes de Distribuição através de Programação Não-Linear Inteira Mista”, Tese (Título de Livre Docência), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.
- [2] A. Augugliaro, L. Dusonchet, E. R. Sanseverino, “Multiobjective Service Restoration in Distribution Networks Using an Evolutionary Approach and Fuzzy Sets”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 22, pp. 103-110, Fevereiro 2000.
- [3] Y. T. Hsiao, C. Y. Chien, “Enhancement of Restoration Service in Distribution Systems Using a Combination FuzzyGA Method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, pp. 1394-1400, Novembro 2000.
- [4] S. Toune, H. Fudo, T. Genji, Y. Fukuyama, Y. Nakanishi, “Comparative Study of Modern Heuristic Algorithms to Service Restoration in Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 17, pp. 173-181, Janeiro 2002.
- [5] J. Inagaki, J. Nakajima, M. Haseyama, “A Multiobjective Service Restoration Method for Power Distribution Systems”, *Proceedings IEEE International Symposium on Circuits and Systems, ISCAS*, pp. 1784-1787, Maio 2006.
- [6] Y. Kumar, B. Das, J. Sharma, “Genetic Algorithm for Supply Restoration in Distribution System with Priority Customers”, *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems.*, 2006.
- [7] E.P. Bento, N. Kagan, “Algoritmos Genéticos e Variantes na Solução de Problemas de Configuração de Redes de Distribuição”, *Revista Controle & Automação*, Volume 19, número 3, Julho, Agosto e Setembro 2008.
- [8] T. Nagata, H. Watanabe, M. Ohno, H. Sasaki, “A Multi-Agent Approach to Power System Restoration”, *International Conference on Power System Technology*, vol. 3, pp. 1551-1556, 2000.
- [9] J. M. Solanki, S. Khushalani, N. N. Schulz, “A Multi-Agent Solution to Distribution System Restoration”, *IEEE Trans. Power System*, vol. 22, no. 3, pp. 1026-1034, 2007.
- [10] H. Li, H. Sun, J. Wen, S. Cheng, H. He, “A Fully Decentralized Multi-Agent System for Intelligent Restoration of Power Distribution Network Incorporating Distributed Generations”, *IEEE Computational Intelligence Magazine*, November 2012.
- [11] A. T. Ohara, “Sistema de Recomposição Automática de Redes de Distribuição – A Aplicação do Conceito de SelfHealing”, *VI CIERTEC*, 2009.
- [12] A.P. Mello, D. P. Bernardon, L. L. Pfitscher, M. Sperandio, B. B. Toller, M. Ramos, “Intelligent System for Multivariables Reconfiguration of Distribution Networks”, *Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, 2013.
- [13] P. L. Cavalcante, J. F. Franco, M. J. Rider, A. V. Garcia, L. L. Martins, M. R. R. Malveira, R. J. Franco, P. F. S. Carvalho, D. S. Guimarães, L. J. H. Junior “Advanced Network Reconfiguration System Applied to CEMIG-D System”, *IEEE*, 2013.
- [14] C. Angelo, B. Das, J. Sharma, “Technologies of the Self-Healing Grid”, *22nd International Conference on Electricity Distribution*, 2013.

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