

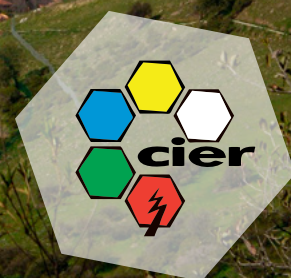
76  
EDICIÓN

MARZO 2018

# REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía

Edición dedicada al  
**V CONGRESO CIER  
DE LA ENERGÍA**  
SEGUNDA PARTE



# PRÓXIMOS INICIOS

## Mayo | Junio | Julio

### ÁREA CORPORATIVA

- Curso avanzado en tecnología, regulación y financiación de energías renovables.
- Regulación de la generación y mercados eléctricos.

### ÁREA GENERACIÓN

- Fundamentos de auscultación y seguridad de presas.
- Programa avanzado en Generación del sector eléctrico.

### VARIAS ÁREAS

- Comunicaciones para los Sistemas de Control y Protección de Subestaciones Eléctricas.
- Seguridad informática para SE eléctricas.

### ÁREA DISTRIBUCIÓN

- Pérdidas de energía en el sector eléctrico. Un reto permanente para las empresas y la sociedad.
- Regulación de la distribución de energía eléctrica.
- Gestión del negocio de la distribución.
- Cables apantallados (subterráneos) y otros de media tensión.

### ÁREA TRANSMISIÓN

- Programa avanzado en Transmisión.

Conocé nuestro catálogo en [www.cier.org](http://www.cier.org)

**¡Reserve con tiempo su lugar y acceda a capacitaciones y especialistas de alto nivel en el sector energético!**

Por más información: [fvazquez@cier.org](mailto:fvazquez@cier.org)



**Ing. Tulio Marcus Machado Alves**



Esta edición de la revista es la primera edición en la que participo como Nuevo Director Ejecutivo de la CIER. Para aquellos que aún no me conocen, mi nombre es Tulio Marcus Machado Alves y soy Ingeniero Eléctrico formado por la Escuela de Ingeniería de la Universidad Federal Fluminense.

Tuve la oportunidad de trabajar en varias empresas, pero fundamentalmente mi carrera fue desarrollada en la Compañía Energética de Minas Gerais - CEMIG, donde trabajé por casi 30 años. En este período pude desarrollar trabajos en las siguientes áreas:

- medición de la energía;
- telemedición de clientes e implantación de tarifas diferenciadas;
- protección de los ingresos, con foco en reducción de pérdidas no técnicas, gestión del incumplimiento, corte y reconexión de clientes;
- gestión de la normalización de criterios para el suministro de energía y análisis de proyectos para solicitudes de conexión;

Esta edição da Revista CIER constitui-se da primeira edição da Revista em que participo como Novo Diretor Executivo da CIER. Para aqueles que ainda não me conhecem, meu nome é Tulio Marcus Machado Alves, sou Engenheiro Eletricista formado pela Escola de Engenharia da Universidade Federal Fluminense.

Eu tive a oportunidade de trabalhar em diversas empresas, mas fundamentalmente a minha carreira foi desenvolvida na Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, onde atuei por quase 30 anos, neste período pude desenvolver trabalhos nas seguintes áreas:

- medição de energia;
- telemedição de clientes e implantação de tarifas diferenciadas;
- proteção da receita, com foco em redução de perdas não técnicas, gestão da inadimplência, corte e religação de clientes;
- gestão da normalização de critérios para fornecimento de energia e análise de projetos para pedidos de conexão;

- automatización de procesos comerciales y coordinación de proyectos piloto para la implantación de redes inteligentes;

En esta primera edición bajo nuestra gestión, no podría faltar un agradecimiento a los miembros del Comité Central que confiaron en nuestro trabajo, distinguiéndome con el nombramiento para ejercer esta importante misión, sustituyendo a Directores Ejecutivos anteriores con incuestionable competencia y grandes servicios prestados a la CIER. En especial quisiera agradecer y homenajear al amigo Ing. Juan José Carrasco, persona que dedicó gran parte de su vida a los mejores intereses de la CIER y que ahora tengo la difícil tarea de sustituirlo.

Nuestro mayor desafío será el de dar continuidad a los proyectos en desarrollo e iniciar nuevos proyectos con énfasis en los ejes estratégicos definidos por el Comité Central de la CIER, ellos son:

- la evaluación de los proyectos de interconexión entre los países como forma de poder explorar las complementariedades entre ellos, disminuyendo costos, buscando la universalización del suministro de energía y aumentando la oferta, la disponibilidad y la seguridad de los sistemas;
- el desarrollo de las nuevas tecnologías para la generación de energía a partir de fuentes renovables y distribuidas, en particular la eólica y solar, que ya se constituyen como una realidad, con precios de implantación competitivos con las tradicionales fuentes de generación hidráulica y térmica;
- un factor relevante a ser considerado aún en los nuevos proyectos de la CIER será la evaluación de

- automatização de processos comerciais e coordenação de projetos pilotos para a implantação de redes inteligentes;

Nesta primeira edição sob a nossa gestão, não poderia faltar um agradecimento aos Membros do Comitê Central que confiaram no nosso trabalho, nos distinguindo com a nomeação para exercer esta importante missão, substituindo a Diretores Executivos anteriores com inquestionável competência e grandes serviços prestados à CIER. Em especial gostaria de agradecer e homenagear ao amigo Eng.º Juan José Carrasco, pessoa que dedicou grande parte da sua vida aos melhores interesses da CIER e que agora tenho a difícil tarefa de substituí-lo.

Dessa forma, nosso maior desafio será o de dar continuidade aos projetos em desenvolvimento e iniciar novos projetos com ênfase nos eixos estratégicos definidos pelo Comitê Central da CIER, respectivamente:

- a avaliação dos projetos de interconexão entre os países como forma de podermos explorar as complementariedades entre os países, diminuindo custos, buscando a universalização do fornecimento de energia e aumentando a oferta, a disponibilidade e a segurança dos sistemas;
- o desenvolvimento das novas tecnologias para geração de energia a partir de fontes renováveis e distribuída, em especial a eólica e a Solar, que já se constituem como uma realidade, com preços de implantação competitivos com as tradicionais fontes de geração hidráulica e térmicas;
- um fator relevante a ser considerado ainda nos novos projetos da CIER será a avaliação dos im-

los impactos de las nuevas fuentes de generación en su conexión a las redes, con las consecuentes exigencias para la gestión de los sistemas de transmisión;

- evaluación de la viabilidad de implantación e impactos de las redes inteligentes, con foco en la generación distribuida y en la eminente diseminación del uso de los vehículos eléctricos;

Quiero comentarles que en esta edición de la revista daremos continuidad a la publicación de los trabajos y artículos técnicos premiados en el V Congreso CIER de la Energía 2017. Debido a la calidad de los trabajos presentados, la Mesa Directiva de la CIER ha definido realizar 3 encuentros – en Bogotá, Lima y Panamá respectivamente – con el objetivo de debatir y compartir la visión de futuro del sector energético, con foco en interconexión, energías renovables y generación distribuida.

Esperamos que la lectura de los trabajos sea beneficiosa y agregue valor a su desarrollo profesional.

Por último, agradecemos a los autores de los trabajos premiados la disponibilidad de compartir sus experiencias con los demás miembros del sector energético.

pactos das novas fontes de geração na sua conexão às redes, com as consecuentes exigências para a gestão dos sistemas de transmissão;

- avaliação da viabilidade de implantação e impactos das redes inteligentes, com foco na geração distribuída e na eminente disseminação do uso dos veículos elétricos;

Dessa forma, nesta edição da Revista CIER daremos continuidade à publicação dos trabalhos e artigos técnicos apresentados no V Congresso CIER da Energia 2017: “Energia Sustentável para todos na busca de uma Sociedade Inteligente”, evento realizado de 28 de Novembro a 01 de Dezembro de 2017 na Cidade de Medellín na Colômbia. Que teve como consequência do grande conteúdo e importância dos trabalhos apresentados, a resolução por parte da Mesa Diretora na reunião realizada em 11 de Dezembro de 2017, para a realização de 3 encontros com o objetivo de debater e compartilhar a visão de futuro do setor energético, com foco nas energias renováveis e geração distribuída.

Esperamos que a leitura dos trabalhos constantes desta revista seja proveitosa.

Agradecemos aos autores dos trabalhos constantes desta revista Número 76 da CIER a disponibilidade por compartilhar suas experiências com os demais membros do setor energético.

## NOTICIAS INSTITUCIONALES

- 8** Autoridades de CIER recibieron a representantes de GEIDCO
- 10** Firma de contrato entre CIER e Innovare
- 12** Encuentro sobre Integración Energética en Brasilia
- 14** Nuevo portal CIER: TARIFAS ELÉCTRICAS EN DISTRIBUCIÓN

## ARTÍCULOS TÉCNICOS - Ganadores de las Sesiones Técnicas – V Congreso CIER 2017

### Área 5 - OPERACIÓN Y MERCADOS

- 17** Definición de la funcionalidad de la infraestructura de medición inteligente para Colombia  
Javier Rosero, Renato Céspedes, William Montaña, Juan F. Reyes – Universidad Nacional de Colombia
- 37** De noche, todos los gatos son pardos. Gestión de fatiga y turnos de noche en operadores de sistemas de tiempo real  
Ana Catalina Acosta Zapata, Jaime Alejandro Zapata Uribe – XM S.A. E.S.P. – Colombia
- 45** Metodología de evaluación de la planificación, la operación y la expansión de los sistemas de T&D con incremento de penetración renovable  
Marcelo Cassin – Empresa Provincial de la Energía – Argentina
- 55** Aproximación inicial al monitoreo angular: coherencia entre el estimador de estados y la medición sincrofásorial  
Jorge Enrique Gómez Castro, Brayan Arboleda Tabares – XM S.A E.S.P / CIDET – Colombia

### Marzo 2018

#### Presidente de la CIER:

Ing. Alejandro Sruoga (Argentina)

#### Vicepresidente:

Cr. Carlos Pombo (Uruguay)

Ing. Luis Pacheco Morgan (Costa Rica)

Ing. Alberto Pérez Morón (Perú)

Ing. César Ramírez (Colombia)

#### Director Ejecutivo:

Ing. Tullio 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](mailto:secier@cier.org)

## Área 6 - DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA (COMERCIAL)

### **67** GEOSELEÇÃO - Como a aplicação de Data-mining geográfico possibilitou o aumento de 22% na arrecadação da atividade de cobrança via suspensão de fornecimento de energia

Mateus Prates De Andrade Rodrigues, Adenilton Dos Santos Costa – COELBA – Brasil

### **73** Modelo de negocio desarrollado para CRE R.L. sobre la venta de energía prepago en la capitanía bajo y alto Izozog del departamento de Santa Cruz

Thierry Stroobants Valda – CRE R.L. – Bolivia

## Área 7 – DESARROLLO SOSTENIBLE

### **86** Ecosistema sostenible de desarrollo de proveedores (ESDP). Caso sector eléctrico colombiano

Jaime Alberto Ospina Gallo, Gustavo Adolfo Arias Zabala, Alberto Molina Ossa – ISAGEN S.A E.S.P / EPM / ISA Intercolombia – Colombia

### **99** Innovación en proyectos de transmisión con criterios de sostenibilidad

Diego Mauricio Tauta Rúa, Alexander Sanchez Ocampo, Santiago Agudelo Cortez, Luis Alejandro Olarte Acevedo, Santiago Bustamante Mesa, Daniela Rendon Ramos – EPM / IUPB – Colombia

## Área 8 – TRANSMISIÓN

### **115** Análisis de eficiencia en costos operacionales de empresas de transmisión

Andrés Villegas Ramelli, Guillermo León López Serna – ISA S.A. E.S.P. – Colombia

### **126** Las redes definidas por software como un elemento clave para la mejora de la gestión y operación de las redes de comunicación en las subestaciones eléctricas

Andrés Felipe Castaño, Juan Esteban Hoyos, Juan Felipe Botero – Kinnesis Solutions S.A.S – Colombia

### **131** Metodología de sintonización del POD de SVC y aplicación en caso colombiano

Camilo Andrés Ordóñez Medina – EEB S.A. E.S.P – Colombia

### **142** Gestión de activos: lecciones aprendidas en 3 años de implementación

Esteban Jaramillo, Cristian Remolina – Intercolombia S.A E.S.P – Colombia

Foto de portada: Gentileza del Comité Chileno de la CIER.

Web: [www.cier.org](http://www.cier.org)

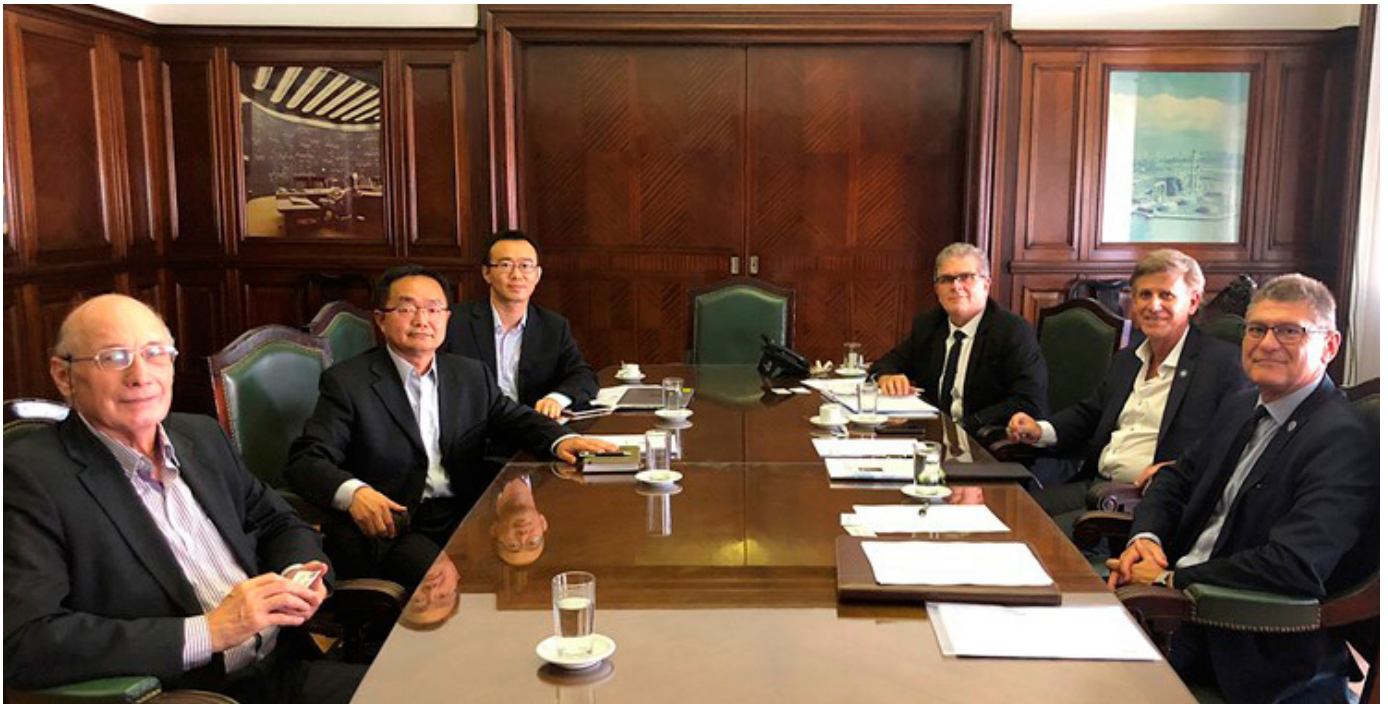
\*Queda autorizada la reproducción total o parcial haciéndose mención de la fuente.



# Autoridades de CIER recibieron a representantes de GEIDCO

## Autoridades da CIER receberam os representantes da GEIDCO

Los presentes avanzaron en la suscripción de un convenio de colaboración.  
Os presentes avançaram com a proposta de um convênio de colaboração.



Directivos de la CIER y CACIER mantuvieron un positivo encuentro con representantes de la Organización Mundial de Cooperación y Desarrollo de la Interconexión Energética (GEIDCO, por sus siglas en inglés) cuyo objetivo fue continuar con las conversaciones sobre el convenio marco de cooperación técnica y asistencia recíproca entre ambas entidades.

Os executivos da CIER e CACIER realizaram um encontro positivo com representantes da Organização Mundial de Cooperação e Desenvolvimento da Interconexão Energética (GEIDCO) cujo objetivo era continuar com as conversas sobre o acordo de cooperação técnica e assistência recíproca entre as duas entidades.



Estuvieron presentes el presidente de CIER y CACIER, Ing. Alejandro Sruoga; el nuevo Director Ejecutivo de CIER, Ing. Túlio Alves Machado; el Secretario adjunto de la CIER y Secretario Ejecutivo de CACIER, Ing. Claudio Bulacio y el gerente de CACIER, Dr. Gualterio Telefanko. Por parte de la compañía asistieron Sun Lianming, director en América Latina; y Peng Li, representante.

Durante la reunión los delegados de GEIDCO realizaron una presentación y luego se trabajó en los principales puntos del acuerdo. Las autoridades de ambas entidades acordaron avanzar en la suscripción del mismo para promover acciones para el intercambio de conocimiento tecnológico y mejores prácticas para el desarrollo del sector energético.

La Organización Mundial de Cooperación y Desarrollo de la Interconexión Energética, con sede permanente en Beijing, China, es una organización internacional no gubernamental y sin fines de lucro que nuclea a firmas, asociaciones, instituciones e individuos dedicados a promover el desarrollo sostenible de energía, en todo el mundo.

Fuente: CACIER

Participaram da reunião o Presidente da CIER e CACIER, Ing. Alejandro Sruoga; o novo Diretor Executivo da CIER, Ing. Túlio Marcus Machado Alves; o Secretário da Presidencia da CIER e o Secretário Executivo do CACIER, Ing. Claudio Bulacio e o Gerente do CACIER, Dr. Gualterio Telefanko. Representando a GEIDCO, participaram Sun Lianming, Diretor para a América Latina; e o Sr. Peng Li.

Durante a reunião, os delegados da GEIDCO fizeram uma apresentação da mesma e depois trabalharam nos principais pontos do acordo de cooperação. As autoridades de ambas as entidades concordaram em promover ações para o intercâmbio de conhecimentos tecnológicos e melhores práticas para o desenvolvimento do setor de energia.

A Organização Mundial de Cooperação e Desenvolvimento da Interligação Energética, com sede permanente em Pequim, China, é uma organização internacional não governamental, sem fins lucrativos, que reúne empresas, associações, instituições e indivíduos dedicados à promoção do desenvolvimento sustentável da energia, em todo o mundo.

Fonte: CACIER

# Firma de contrato entre CIER e Innovare

## Assinatura de contrato entre CIER e Innovare



El pasado 8 de marzo se realizó la firma de contrato entre CIER e Innovare para realizar la 16ª Encuesta Regional de Satisfacción de Clientes y Premio Cier de Calidad/Satisfacción de Clientes 2018.

La misma tuvo lugar en la oficina de la Secretaría Ejecutiva de la CIER en Montevideo, Uruguay.

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

Em 8 de março, foi firmado um contrato entre a CIER e a Innovare para realizar a 16ª Pesquisa Regional de Satisfação do Cliente e o Prêmio Cier Qualidade/Satisfação de Clientes 2018.

Ocorreu no escritório da Secretaria Executiva da CIER em Montevideú, Uruguai.

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

En esta 16ª edición participan 45 empresas de 14 países de la región.

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

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

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

Nesta 16ª edição, participarão 46 empresas de 14 países da região.

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

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

O "Prêmio CIER", por sua natureza, constitui um Reconhecimento Público e Social, mediante a concessão de Troféus e Certificados que concedem prestígio internacional às empresas vencedoras.



# SIMPOSIO INTERNACIONAL SOBRE SEGURIDAD ELÉCTRICA

28, 29 y 30 de mayo de 2018

Belo Horizonte, Brasil

**SISE**  
2018



# Encuentro sobre Integración Energética en Brasilia

## Encontro sobre Integração Energética com o MME em Brasília



El pasado 12 de marzo se realizó una reunión en el Ministerio de Minas y Energía con el Secretario Ejecutivo del Ministerio, Paulo Pedrosa. Participaron el Presidente de CIER, Ing. Alejandro Sruoga, su Vicepresidente de Promoción de la Integración y Relaciones Institucionales, Cr. Carlos Pombo y el Director Ejecutivo de CIER, Ing. Túlio Machado Alves. . Estuvieron presentes también en la reunión el Sr. Pedro Jatobá por la Eletrobrás/Bracier y el Sr. Nelson Fonseca Leite por ABRADDEE.

Foi realizado no dia 12/03/2018 uma reunião no Ministério de Minas e Energia – MME do Brasil, contando com a participação do Secretário Executivo Sr. Paulo Pedrosa, além de outros Secretários e membros desse Ministério. Por parte da CIER participaram o Presidente Sr. Alejandro Sruoga, o Vice Presidente de Promoção da Integração e de Relações Institucionais Sr. Carlos Pombo, O Secretário da Presidência Sr. Claudio Bulacio e o diretor Executivo da CIER Sr. Túlio Marcus Machado Alves. Participaram ainda da reunião o

El objetivo de este encuentro era dar a conocer la labor de la CIER como actor en estudios y evaluaciones para incrementar el intercambio de energía entre los Países de América Latina, especialmente buscando alternativas para desarrollar este intercambio con los países que ya tienen interconexión con Brasil, como Argentina y Uruguay.

A continuación, los representantes de CIER fueron recibidos en ABRADDEE, donde Nelson Fonseca Leite los invitó a realizar un recorrido por las instalaciones de la Asociación, realizó una presentación institucional y presentó un video correspondiente a la entrega del premio ABRADDEE 2017.

Sr. Pedro Jatobá representando a Eletrobrás/Bracier e o Sr. Nelson Fonseca Leite representando a ABRADDEE.

O objetivo do encontro foi o de informar ao MME os diversos estudos e projetos já realizados por parte da CIER, no que diz respeito ao incremento do intercâmbio de energia entre os Países da América Latina, especialmente buscando alternativas para o desenvolvimento deste intercâmbio com os Países que já dispõem de interconexão física, como por ex. Argentina e Uruguai.

Posteriormente os representantes da CIER foram recebidos na Sede da ABRADDEE, onde o Sr. Nelson Fonseca Leite efetuou uma apresentação institucional da Associação e um vídeo com a gravação da entrega do prêmio ABRADDEE de 2017.



# Nuevo portal CIER: TARIFAS ELÉCTRICAS EN DISTRIBUCIÓN

## Novo portal CIER: TARIFAS ELÉTRICAS NA DISTRIBUIÇÃO

La **Comisión de Integración Energética Regional**, Organización reconocida por su aporte al desarrollo del sector energético latinoamericano, lanzó recientemente un nuevo portal para el sector eléctrico.

El **sitio web de Tarifas Eléctricas** (<http://ciertarifas.org>) es un servicio que la CIER brinda al sector eléctrico con información de acceso público a **noticias, cursos y videos** vinculados al área de distribución eléctrica en temas de **tarifas y regulación**, y un área con acceso a través de registro para descargas de **documentos e informes finales**.

La CIER ofrece así un nuevo canal de comunicación con las empresas y organismos del sector eléctrico, brindando acceso directo y rápido a la información que se elabora en la Organización.

### Contenido del sitio:

- Informes anuales de Tarifas Eléctricas
- Datos de las empresas de distribución participantes
- Archivos Excel con tablas de datos y gráficos
- Noticias
- Videos

A **Comissão de Integração Energética Regional**, reconhecida por sua contribuição para o desenvolvimento do setor de energia da América Latina, lançou recentemente um novo portal para o setor elétrico.

O **site de Tarifas Elétricas** (<http://ciertarifas.org>) é um serviço que a CIER oferece ao setor elétrico, com informação de acesso livre a **notícias, cursos e vídeos** relacionados às **tarifas de distribuição de energia elétrica, regulação**, e uma área com acesso através de cadastro para downloads **de documentos e relatórios finais**.

CIER fornece assim um novo canal de comunicação com as empresas e organizações do setor elétrico, com acesso direto e rápido a informação disponível na Organização.

### Conteúdo do site:

- Relatórios anuais de tarifas elétricas
- Dados das empresas de distribuição participantes
- Arquivos Excel com tabelas de dados e gráficos
- Notícias
- Vídeos

Informes

**Privado: Enero 2017**

Informe - Tarifas Eléctricas en Distribución

A través del Informe de Tarifas en Distribución, la CIER hace transparente el nivel y evolución de las tarifas de distribución, apoyando a las empresas en su relación con autoridades y reguladores y brindando un instrumento que empresas y organismos pueden utilizar como fuente de información inicial en la realización de análisis, simulaciones y cálculos. [...]

[INGRESAR](#)

[¿CÓMO ACCEDO A ESTE INFORME?](#)

**Enero 2016**

Informe - Tarifas Eléctricas en Distribución

[SABER MÁS DEL INFORME](#)

**Enero 2015**

Informe - Tarifas Eléctricas en Distribución

[SABER MÁS DEL INFORME](#)

**Enero 2014**

Informe - Tarifas Eléctricas en Distribución

[SABER MÁS DEL INFORME](#)

Noticias

[VER TODOS](#)



**EUROPA: EDP entre as eléctricas españolas que vão ter de mudar nome e imagem**

02/04/2018



**SUDAMÉRICA: China realiza enormes inversiones en el sector eléctrico**

02/04/2018



**COSTA RICA: ICE invierte aproximadamente un billón de colones en infraestructura eléctrica**

26/03/2018



**EL SALVADOR: AES invertirá \$33 millones en mejoras eléctricas este año**

21/03/2018

Videos

[VER TODOS](#)



**BRASIL: Ministro de Minas e Energia fala sobre privatização da Eletrobras e eleições**

28/03/2018



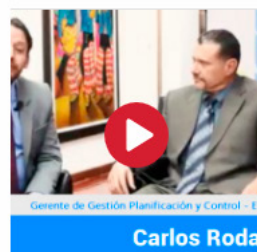
**COLOMBIA: Control y reducción de pérdidas de energía en CENS**

22/03/2018



**REPÚBLICA DOMINICANA: Energía y Minas inicia campaña para incentivar al ahorro**

13/03/2018



**GUATEMALA: Tarifas eléctrica horario y prepago**

22/02/2018

¿Quiénes pueden registrarse?

Las empresas de distribución que participan anualmente en la Encuesta de Tarifas Eléctricas podrán registrarse (acceso exclusivo) y descargar los informes finales de Tarifas Eléctricas, y las planillas con la información por empresa.

Quem pode se registrar?

As distribuidoras que participarem anualmente da Pesquisa de Tarifas Elétricas poderão se cadastrar (acesso exclusivo) e fazer o download dos relatórios finais das Tarifas Elétricas, e os formulários com as informações por empresa.

- **60 empresas** participan de la Encuesta de Tarifas Eléctricas
- En 2017 representaron a **86 millones de clientes**, con **450 TWh/año** facturados.
- **250 especialistas** de las áreas comercial, tarifas, facturación, regulación, se vinculan anualmente al proyecto.
- **60 empresas** participam da Pesquisa de Tarifa Elétrica
- Em 2017, eles representaram **86 milhões de clientes**, com **450 TWh/ano** faturados.
- **250 especialistas** das áreas comercial, tarifária, e de regulação estão ligados anualmente ao projeto.

## ENCUESTA DE TARIFAS ELÉCTRICAS 2018 –

### Invitación a participar

Invitamos a las empresas eléctricas de distribución a participar de la **Encuesta de Tarifas Eléctricas 2018**, que les permitirá acceder a indicadores de tarifas en los **sectores residencial, comercial, industrial, tarifas sociales, impuestos, costos de generación y transmisión**, entre otros.

### Presentación del proyecto...

Si su empresa desea participar comuníquese con la Secretaría Ejecutiva de la CIER a los siguientes contactos:

Cr. Juan Carlos Belza  
([jcbelza@cier.org](mailto:jcbelza@cier.org))  
Sra. Virginia Féola  
([vfeola@cier.org](mailto:vfeola@cier.org))  
Teléfono: (+598) 2709 0611



Cr. Juan Carlos Belza  
([jcbelza@cier.org](mailto:jcbelza@cier.org))  
Sra. Virginia Féola  
([vfeola@cier.org](mailto:vfeola@cier.org))  
Telefone: (+598) 2709 0611

## PESQUISA DE TARIFAS ELÉCTRICAS 2018 –

### Convite para participar

Convidamos as empresas de distribuição de energia elétrica a participarem da **Pesquisa de Tarifas Eléctricas de 2018**, que lhes permitirá acessar a indicadores tarifários dos **setores residencial, comercial, industrial, e baixa renda, encargos tarifários, custos de geração e transmissão**, entre outros.

### Apresentação do projeto ...

Se a sua empresa deseja participar, entre em contato com a Secretaria Executiva da CIER para os seguintes contatos:

Cr. Juan Carlos Belza  
([jcbelza@cier.org](mailto:jcbelza@cier.org))  
Sra. Virginia Féola  
([vfeola@cier.org](mailto:vfeola@cier.org))  
Telefone: (+598) 2709 0611



# Definición de la funcionalidad de la infraestructura de medición inteligente para Colombia

## Mejor trabajo

## Área 5 – OPERACIÓN Y MERCADOS

### Autores

Javier Rosero

Renato Céspedes

William Montaña

Juan F. Reyes

### Empresa

Universidad Nacional de Colombia

Ubicación: Bogotá, Colombia

Dirección: Carrera 30 No. 45 – 03

Código Postal: 11001

Teléfono: 316 5000 Ext. 14085

E-Mail: jaroserog@unal.edu.co

### Resumen

Los sistemas de Medición Inteligente además de la funcionalidad propia relacionada con el consumo de energía, pueden soportar por medio de dispositivos y/o programación una amplia variedad de funcionalidades complementarias que permiten la implementación de elementos claves de las “Smart Grids (SG)” como por ejemplo la generación distribuida, nuevos modelos de mercado, esquemas tarifarios avanzados, entre otros. El Mapa de Ruta de las Redes Inteligentes para Colombia (Smart Grids Colombia Visión 2030), presentado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), establece la implementación de Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI) como una de las primeras acciones a ser realizadas dentro del desarrollo de las SG en Colombia; sin embargo, ésta actividad debe ser cuidadosamente planeada de forma que

**Palabras clave**—Medición Inteligente, Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), Mapa de Ruta, Funcionalidades, Beneficios.

permita ir activando progresivamente la totalidad de las funcionalidades requeridas por la regulación y el mercado, garantizando la obtención del máximo provecho de la tecnología implementada durante toda su vida útil. Este artículo presenta el proceso de definición de la funcionalidad mínima requerida para las infraestructuras AMI en Colombia, así como los beneficios y futuros casos de uso que pueden llegar a surgir como resultado de su implementación.

## Introducción

El sector eléctrico a nivel mundial se encuentra en un proceso de transformación como resultado de la integración de nuevas tecnologías que complementan las redes eléctricas tradicionales. Esto ha originado la aparición de nuevos mercados y servicios en la cadena de suministro que permiten dar solución a las necesidades presentes y futuras de los sistemas eléctricos, y que además generan beneficios adicionales para todos los actores del sector [1], [2]. Diversos países han iniciado la transformación de la red eléctrica tradicional con el propósito de aumentar la eficiencia, reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, optimizar los procesos operativos, etc., buscando lograr la implementación de un nuevo concepto de red eléctrica denominado Red Inteligente o *Smart Grid* (SG) [3].

Colombia, alineada con esta transformación, ha llevado a cabo en los últimos años diversos proyectos piloto e iniciativas tanto gubernamentales como privadas enfocadas al desarrollo y la implementación de las SG en la red eléctrica nacional. Una de las experiencias más relevantes es la construcción del Mapa de Ruta para la implementación de las SG en Colombia [3], trabajo

desarrollado por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y el Ministerio de la Información y Telecomunicaciones, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El objetivo del trabajo fue establecer las estrategias, estándares y ajustes regulatorios necesarios para asegurar la implementación efectiva de las SG en Colombia y analizar los beneficios adicionales percibidos por los actores del sector y por la comunidad en general como resultado de su implementación. Para cumplir con este objetivo, se realizó una comparación (*benchmarking*) de las tecnologías de SG que han sido implementadas con éxito en diversos países con casos similares al colombiano y un ajuste de las estrategias utilizadas en su implementación teniendo en cuenta las particularidades del caso colombiano.

Como resultado de este trabajo se publicó el documento *Smart Grids Colombia Visión 2030 - Mapa de Ruta* [4], el cual define cuatro tecnologías consideradas apropiadas para el caso colombiano, establece las acciones a seguir para su desarrollo e identifica los ajustes normativos y regulatorios necesarios para llevar a cabo su implementación. Las tecnologías definidas en el Mapa de Ruta fueron: Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), Automatización Avanzada de la Red de Distribución (ADA), Recursos distribuidos (DER), y Vehículos Eléctricos (VE). Dentro de los resultados del estudio se determinó que una pieza fundamental en el desarrollo de las SG es la Medición Inteligente, que permite la integración de las demás tecnologías restantes, razón por la cual debe ser objeto de las acciones más inmediatas.

Teniendo en cuenta los lineamientos establecidos en el Mapa de Ruta, la UPME con la Universidad Nacional de Colombia desarrollaron un proyecto para definir el conjunto mínimo de funcionalidades potenciales que deberían poder soportar las infraestructuras AMI que vayan a ser utilizadas en Colombia, de forma que se suplan las necesidades actuales y futuras del sector y que a su vez sirva como base para la construcción

de un marco regulatorio que incentive el desarrollo e implementación de las infraestructuras AMI y demás tecnologías de las SG en Colombia. Este artículo describe el proyecto desarrollado por la UPME y la Universidad Nacional, incluyendo un marco conceptual general asociado a la infraestructura AMI, el análisis de algunas experiencias relevantes de orden nacional e internacional, la metodología utilizada y los beneficios más relevantes asociados al uso de medición avanzada para todos los actores del sector eléctrico. Adicionalmente, se plantean algunos casos de uso que pueden surgir como resultado de la implementación de esta tecnología.

## Infraestructura de medición avanzada - ami

Una Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) es un sistema que integra elementos tanto de *hardware* como de *software* para conformar una red que permite el intercambio de información bidireccional entre el usuario final y los demás actores del sector eléctrico (distribuidores, comercializadores, agregadores de demanda, etc.). Además de intercambiar información tanto del consumo de energía como de la calidad de la señal, esta infraestructura también permite gestionar y controlar de forma remota los dispositivos de medida y garantizar la seguridad y confidencialidad de la información transmitida [5], [6]. Todos los elementos de la infraestructura deben interactuar entre sí de forma confiable, flexible y eficiente para permitir interacciones efectivas entre el usuario final y los diferentes actores [7].

Entre los elementos principales que conforman una infraestructura AMI se encuentran el Medidor Inteligente (*Smart Meter*), el Concentrador de Datos, la Red de comunicaciones y el Sistema de Gestión de la

Información [5]. La **Figura 1** muestra un esquema de los elementos básicos que componen una infraestructura AMI.

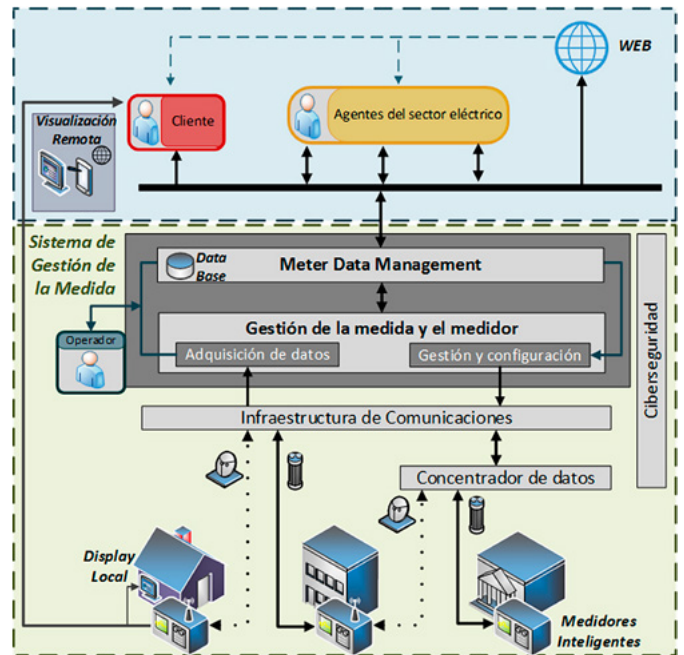


Figura 1. Esquema básico de una infraestructura AMI.

La infraestructura AMI parte desde el medidor inteligente, el cual recolecta y transmite información relacionada con el uso de la energía y las tarifas asociadas; la información intercambiada se transmite de forma directa o a través de concentradores de datos hasta el centro de gestión, donde se procesa, almacena y distribuye entre los diferentes actores para soportar el proceso de toma de decisiones una vez realizado su análisis respectivo. La toma de decisiones puede requerir que centros de control envíen por medio del sistema de gestión de información órdenes relacionadas por ejemplo con la respuesta a la demanda.

## Metodología

La **Figura 2** presenta la metodología utilizada en el proyecto para la definición de las funcionalidades mínimas de las infraestructuras AMI en Colombia. Como se observa en el diagrama, el proyecto parte del

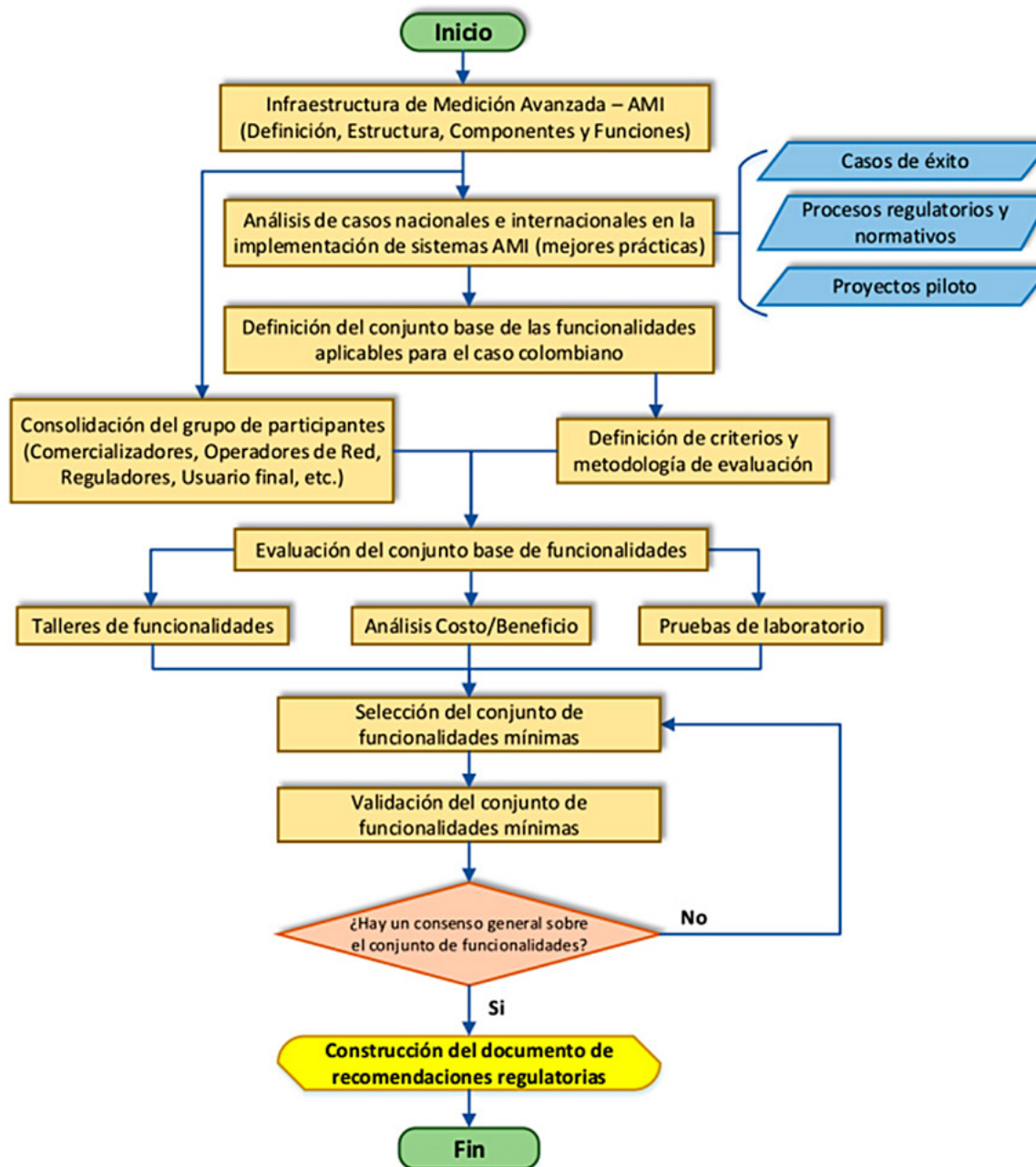


Figura 2. Metodología del proyecto.

análisis de las experiencias nacionales e internacionales más representativas, a partir de las cuales se hace una definición inicial del conjunto de funcionalidades que debe soportar la infraestructura AMI. El conjunto inicial se estudia, evalúa y prioriza con la participación de los diferentes actores del sector, tomando como base las necesidades particulares de Colombia y los beneficios y costos asociados a cada una de ellas. Adicionalmente se realizan un conjunto de pruebas laboratorio que permiten validar la viabilidad tecnológica de cada una de las funcionalidades analizadas.

## Proyectos de implementación y normalización de infraestructuras AMI

Por más de una década países de Europa y Norte América han liderado la implementación de infraestructuras AMI con propósitos como el control de la demanda, la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, la reducción de pérdidas, etc., [8]. Sin embargo, son múltiples las experiencias a nivel nacional e internacional que han te-

nido éxito con la implementación de esta tecnología, en su mayoría gracias al soporte de un marco regulatorio claramente establecido que incentiva su despliegue. En Europa esta tendencia se ve reflejada en los múltiples procesos de definición de las funcionalidades mínimas soportadas por la infraestructura AMI que se han llevado a cabo en los diferentes países de la unión. A continuación se presentan algunos de los casos más relevantes estudiados durante el desarrollo del proyecto.

### Experiencias Internacionales Analizadas

Países como Francia, España, Italia, Estados Unidos y Brasil, cuentan actualmente con despliegues funcionales de infraestructuras AMI y disponen además de marcos normativos y regulatorios que pueden considerarse como referencia de casos de éxito para el caso colombiano.

**Francia:** En el año 2012 el parlamento de Francia incorpora, a través del artículo L.341-4 del Código Energía francés, las disposiciones dadas por la Comunidad Europea en la Directiva 2009/72/CE [9]. Dicho Artículo establece que los operadores de la red de distribución deben implementar sistemas que permitan a los proveedores ofrecer a sus clientes precios que varíen con la época del año o el día, y además deben implementar dispositivos de medición que permitan a los usuarios acceder a los datos sobre su producción o consumo [10]. Posteriormente, el Decreto del 4 de enero de 2012 establece los requerimientos básicos con los que deben contar todos los medidores inteligentes de los usuarios con una potencia inferior a los 36 Kva [11].

Entre los proyectos más destacados para el caso francés, se encuentra el Programa Linky, el cual prevé implementar 35 millones de medidores inteligentes a los usuarios con una potencia asignada menor o igual a los 36 kVA al año 2021. Esta sustitución no tendrá costo

para el usuario final y la inversión total será asumida por la compañía de servicios públicos EDF [12].

**España:** En el año 2007 el gobierno español establece el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007 [13], el cual fija los requisitos que deben cumplir todos los equipos de medida implementados en España. A final del mismo año, el Ministerio publica por medio de la Disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007 el Plan de sustitución de los contadores de energía. Este establece que antes del 31 de diciembre de 2018 todos los contadores con una potencia contratada menor o igual a 15 kW deben ser sustituidos por nuevos equipos de medida que permitan la discriminación horaria y la telegestión [14].

Entre los proyectos más destacados para el caso español se encuentra proyecto Star, el cual es desarrollado por Iberdrola y prevé sustituir más de diez millones de medidores con una potencia asignada hasta de 15 kVA para el año 2018, así como implementar un sistema de Telegestión y Automatización de la red [15].

**Italia:** En el año 2007 la Autoridad para la Electricidad y el Gas publica la resolución Número 292 de 2006 en la cual se hace obligatorio, de acuerdo con un calendario gradual, la instalación de medidores inteligentes en todos los puntos de baja tensión del territorio nacional [16]. El Anexo A de esta resolución establece los requisitos funcionales mínimos con los que deben contar los medidores electrónicos tanto monofásicos como trifásicos utilizados en los puntos de extracción de energía en la red de baja tensión.

Entre los proyectos más destacados para el caso italiano, se encuentra el proyecto Telegestore desarrollado por Enel, Su inicio se da en el año 1999 y sustituyó en su primera fase 32 millones de medidores electromecánicos por medidores electrónicos inteligentes con comunicación bidireccional junto con los concentra-

dores de datos a través de la red de baja tensión. En el año 2016 se inició la segunda fase del proyecto, el cual tiene como objetivo la instalación de 21 millones de medidores inteligentes de segunda generación [17].

**Brasil:** La Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL) realizó un estudio para la definición de un marco regulatorio que establezca los requisitos técnicos y funcionales mínimos con los que deben contar los nuevos equipos de medida. Como resultado del estudio se emitió la Resolución RN 502/12, la cual regula la implementación de las infraestructuras AMI en Brasil [18].

Entre los proyectos más destacados para el caso brasileño, se encuentra el Proyecto Eletropaulo Digital, desarrollado por la compañía AES Brasil, que busca implementar una infraestructura que satisfaga las necesidades de la red, el mercado y los usuarios, y que permita afrontar los retos estratégicos y operativos de la empresa. Para el año 2017 el proyecto prevé la instalación de 62,000 medidores inteligentes, de los cuales 2100 estarán destinados a la normalización de comunidades de bajos recursos [19].

El análisis de los casos internacionales muestra que para lograr un desarrollo óptimo de la medición inteligente es fundamental contar con un proceso regulatorio y normativo previo a la implementación de esta tecnología, que establezca las condiciones mínimas que se deben cumplir para asegurar su adecuado funcionamiento y evitar futuros inconvenientes como la obsolescencia anticipada de los equipos, o la falta de interoperabilidad, entre otros.

## Experiencia Colombiana

Durante los últimos años diferentes entidades tanto gubernamentales como privadas han trabajado, a través de la formulación de normas técnicas, mapas de

ruta, estudios de viabilidad, etc., en la creación de un escenario adecuado que incentive el desarrollo y la implementación de las infraestructuras AMI en Colombia. Adicionalmente, diversas empresas de distribución han venido desarrollando proyectos piloto que demuestran la viabilidad de la implementación de esta tecnología en la red eléctrica nacional, visibilizan algunos de los retos más importantes que deben ser superados para su implementación exitosa y resaltan los beneficios derivados de esta tecnología. Entre las acciones más destacadas se encuentran:

- 1) **Mapa de Ruta Smart Grid Colombia Visión 2030** [20]: Busca identificar, priorizar y planificar acciones que aseguren el desarrollo y despliegue de las tecnologías SG y la infraestructura TIC necesaria en Colombia, atendiendo al escenario Visión 2030 para un desarrollo económico, tecnológico y social sostenible, que sea rentable y este adaptado a las necesidades particulares del país.
- 2) **Norma NTC 6079** [21]: Establece los requerimientos recomendados que deben cumplir los sistemas AMI para su operación y gestión.
- 3) **Decreto 348 del Ministerio de Minas y Energía (01 de Marzo 2017)** [22]: Establece los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala. Este define en sus lineamientos que para la conexión de autogeneradores se requiere contar con medición bidireccional, condición que implícitamente indica la necesidad de contar con medidores inteligentes en este tipo de conexiones.
- 4) **Empresas Públicas de Medellín – EPM:** En el 2010 el Grupo EPM conformó una alianza estratégica para el desarrollo, la producción y la comercialización de medidores prepago de energía eléctrica. Inicialmente, el programa se planteó

como un proyecto piloto para conectar a 35 mil familias en 5 años, pero las metas se superaron en sólo 3 y el proyecto se amplió a todo el mercado atendido, incluyendo sus filiales. Actualmente más de 90 mil usuarios tienen medidores prepago, y de estos, cerca de 87 mil corresponden a usuarios de bajos recursos.

- 5) **Empresas Municipales de Cali – EMCALI:** En el año 2010 dentro del programa de reducción de pérdidas, EMCALI implementó un sistema AMI sobre la plataforma de comunicaciones TWACS, con tres objetivos principales: reducir pérdidas de energía, soportar el esquema de facturación prepago, y automatizar los procesos de lectura, suspensión y reconexión. Actualmente hay más de 20 mil medidores instalados bajo esta infraestructura. El piloto inicial se ha complementado con medidores que utilizan otras tecnologías y medios de comunicación.
- 6) **Empresa de Energía del Pacífico – EPSA:** EPSA ha instalado lo que se denomina medición centralizada, la cual les permite a los usuarios conocer los consumos de energía, consultando un display instalado en cada domicilio y así poder controlar el consumo diario. El sistema de medición implementa tecnología Prepago PLC PRIME. El software de gestión de información prepago está integrado con el sistema comercial para transmitir los valores de KW/h adquiridos en los recaudadores bancarios a los medidores. El sistema le permite a la empresa realizar telemedida y telegestión remota de clientes, suspensión, corte y reconexión en forma remota, gestión remota de medidores, gestión de la demanda, respuesta control de la demanda y gestión de pérdidas.
- 7) **CODENSA:** Actualmente Codensa, como empresa del Grupo Enel, está implementando en Bogotá la primera fase del programa de Medición

Inteligente, en la cual incluye 40.000 clientes. Los equipos de medición de consumo y su tecnología fueron desarrollados por el Grupo Enel.

## Definición del conjunto mínimo de funcionalidades de las infraestructuras AMI para Colombia

### Identificación del conjunto base de funcionalidades aplicables para el caso Colombiano

La **Tabla 1** muestra el conjunto básico de funcionalidades obtenido a partir del análisis de las experiencias nacionales e internacionales. Este conjunto está dividido en dos categorías dependiendo de la función que cada una de las funcionalidades cumple dentro de la infraestructura AMI. Las categorías son las siguientes:

- **Inherentes al medidor:** Son las características propias del medidor, necesarias para su operación como parte de la infraestructura AMI. Estas permiten la operación del medidor, pero no suministran información a los actores externos.
- **Soportadas por el medidor:** Son aquellas que suministran a los actores la información requerida para su operación. Cada funcionalidad soportada se puede asignar uno o más actores, según corresponda.

Como se puede observar en la **Tabla 1**, el conjunto base incluye diversas funcionalidades que permiten obtener el mayor beneficio de la implementación de ésta tecnología, pues no se limita solo a la medición de energía sino que además incluye el estado del sistema y la calidad del servicio. Sin embargo, es necesario

definir las funcionalidades mínimas con las que deben contar las infraestructuras AMI teniendo en cuenta las principales necesidades del sector eléctrico colombiano, los costos incrementales que esta tecnología implica para cada funcionalidad adicional y los beneficios que representa para cada uno de los actores del sector.

La **Tabla 1** identifica cada funcionalidad con una sigla que la identifica a lo largo de todo el estudio.

### Proceso de selección de las funcionalidades mínimas para el caso Colombiano

Para llevar a cabo el proceso de selección primero se identificaron los actores que requieren de la información de los medidores inteligentes teniendo en cuenta los procesos que cada uno de ellos tiene a su cargo, posteriormente se identificaron las funcionalidades que apoyan u optimizarían el desarrollo de cada uno

de los procesos. Los actores seleccionados y las respectivas funcionalidades asociadas a los procesos de cada uno de ellos se muestran en la **Tabla 2**.

Actor	Funcionalidades asociadas
Usuario Final	a) Acceso a la información b) Frecuencia de actualización c) Medición bidireccional
Operador de Red	a) Lectura Remota del Medidor b) Operación sobre el medidor c) Detección de manipulación d) Medición de Calidad de Potencia e) Frecuencia de actualización
Comercializador	a) Soportar diferentes esquemas de tarificación b) Operación sobre el medidor c) Lectura Remota del Medidor d) Detección de manipulación
Organismos de planeación y control	a) Lectura Remota del Medidor b) Medición de Calidad de Potencia

Tabla 2. Actores del sector y funcionalidades asociadas

Soportadas	USU	Acceso del usuario a la información del medidor
	LRM	Lectura Remota del Medidor
	TAR	Soportar esquemas de Tarificación Avanzada
	CDL	Conexión/Desconexión. Limitación remota de potencia
	FRA	Prevención y detección de fraudes
	GD	Soportar la importación y exportación de energía
	CAL	Proporcionar medidas de la calidad de potencia
	PRE	Soportar la implementación de modo Prepago
	HAN	Integración de Redes de Automatización del Hogar (HAN)
Inherentes	ALM	Almacenamiento de datos en el medidor
	COB	Comunicación bidireccional por diferentes medios
	SEG	Soportar comunicaciones de datos seguras
	SIN	Sincronización de tiempo del Medidor y el sistema de Gestión
	A&C	Actualización y configuración remota del Medidor

Tabla 1. Conjunto base de funcionalidades para las infraestructuras AMI en Colombia



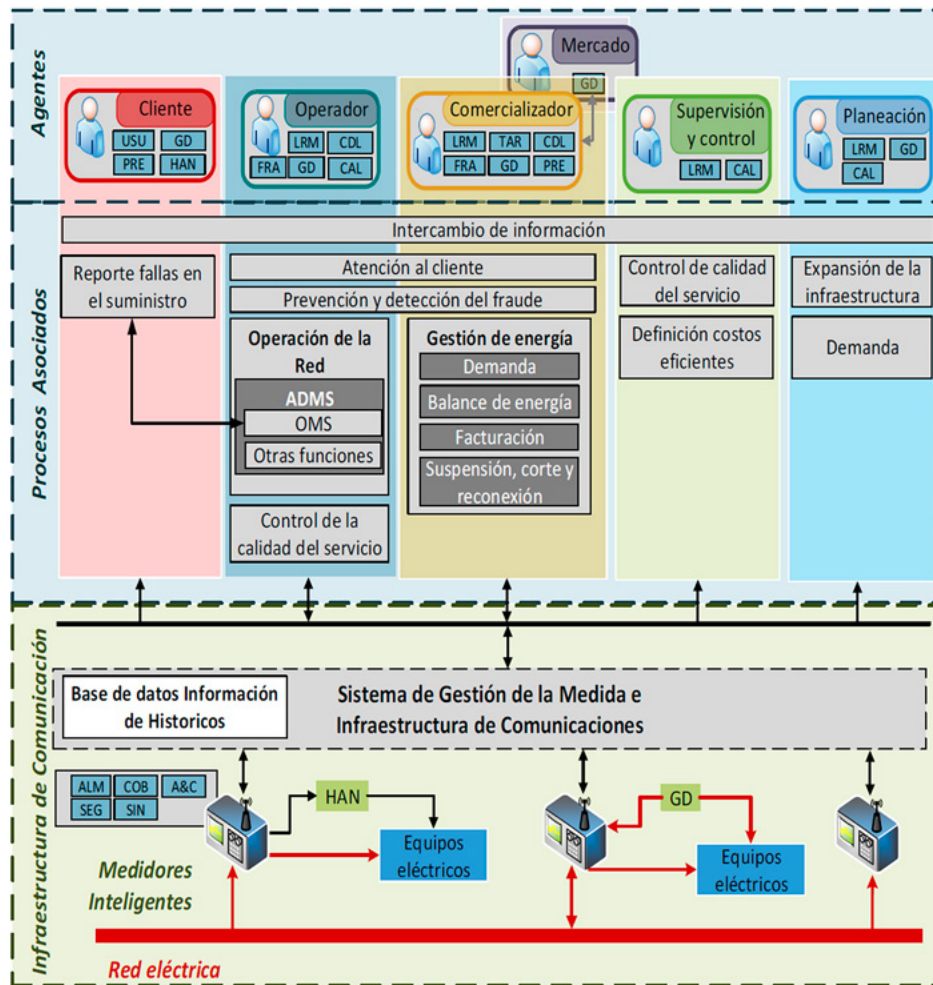


Figura 3. Esquema Para la implementación de AMI en Colombia.

A partir de estos elementos se elaboró el diagrama de la **Figura 3**, el cual ilustra el flujo de información entre los diferentes actores participantes de la infraestructura AMI, las funcionalidades asociadas a cada uno de ellos y los procesos que se verían favorecidos con la implementación de esta tecnología.

### Criterios de selección para la definición del conjunto mínimo de funcionalidades

Para seleccionar el conjunto mínimo de funcionalidades requerido para Colombia, la metodología implementa un proceso de evaluación para cada una de las funcionalidades por medio de 8 diferentes criterios.

**Costos:** Se analizan indicadores cuantificables para la evaluación costo/beneficio. Este criterio se tiene en

cuenta con el fin de determinar la viabilidad económica en la implementación de la funcionalidad AMI.

**Beneficios de las funcionalidades:** Se hace un análisis de los beneficios percibidos por los actores del sector y la comunidad en general como resultado de la implementación de cada una de las funcionalidades del sistema AMI.

**Criterios regulatorios para la implementación (Res. CREG 038 de 2014 - NTC 6079):** Busca determinar el conjunto de funcionalidades que ya han sido incluidas dentro de la regulación vigente en Colombia, con el fin de dar posible vía libre a la implementación de estas dentro del sistema AMI.

**Nivel de implementación:** Busca establecer las limitaciones operativas de la implementación del sistema

y los requerimientos de mantenimientos futuros. Todo esto con el fin de estimar costos de operación y la viabilidad de una implementación gradual de la tecnología.

**Interoperabilidad:** Se analizan los requerimientos de interoperabilidad con dispositivos de terceros para el acceso a la información disponible para los clientes y terceros designados por los clientes y la tecnología disponible para esto en la actualidad.

**Comunicaciones con protocolos estándares y abiertos:** Se evalúan por medio de pruebas a la tecnología disponible los aspectos de confiabilidad del sistema de comunicación y sus diferentes componentes, esquemas, arquitecturas, entre otras.

**Criterios de seguridad:** Busca la verificación de los criterios de seguridad y protección de la información transmitida, referente a las mediciones realizadas por los dispositivos.

**Uso de la funcionalidad por parte de los actores del sistema involucrados:** Busca determinar las funcionalidades que serán empleadas por cada uno de los actores del sector de acuerdo a sus necesidades particulares.

La evaluación de las funcionalidades se apoya en talleres grupales y pruebas de laboratorio con la participación activa de Operadores de Red, Comercializadores, Entes de Control y Regulación, Fabricantes, Gobierno Nacional, entre otros actores.

## Funcionalidades mínimas de las Infraestructuras AMI para Colombia

Las funcionalidades mínimas seleccionadas se muestran en la **Tabla 3**. La evaluación de los criterios seleccionados se realizó a partir de la información obtenida en los talleres de expertos realizados a lo largo del proyecto, la ronda Delphi, las respuestas de

las encuestas realizadas a representantes de los fabricantes de medidores inteligentes, comercializadores y operadores de red; y los resultados de las pruebas realizadas a los medidores suministrados para el desarrollo del proyecto.

FUNCIONALIDADES		
Grupo de funcionalidad es	Símbolo	Descripción de la funcionalidad
Inherentes al medidor	SEG	Soporta comunicaciones de datos seguras
	SIN	Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida
	ALM	Almacenamiento de datos en el medidor
	COB	Permite la comunicación bidireccional por diferentes medios
Soportadas por el medidor	LRM	Lectura remota del medidor
	GD	Soporta la importación y exportación de energía
	FRA	Prevención y detección de fraudes
	USU	Acceso del usuario a la información del medidor
	CDL	Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota
Adicionales	LPL	Lectura y parametrización local del equipo

Tabla 3. Conjunto mínimo de funcionalidades.

## Elementos habilitados y beneficios asociados

La implementación de una infraestructura AMI dota al sistema eléctrico con las herramientas y los medios necesarios para la integración de nuevas tecnologías y la adopción de nuevos esquemas de operación propios de las SG. Estos elementos facilitan el surgimiento de nuevos mercados, esquemas de negocio y estrategias de operación que redundan en beneficios para todos los actores del sistema y para la comunidad en general.

Funcionalidad	Elemento habilitado					
	Generación Distribuida	Sistemas de almacenamiento	Movilidad eléctrica	Gestión demanda	Red HAN	Nuevos mercados
USU	X		X	X	X	X
LRM	X	X	X	X	X	X
SDL	X	X		X	X	X
FRA						
GD	X	X	X			X
PRE						X
COB	X	X	X	X	X	X
SIN	X	X	X	X	X	X

Tabla 4. Elementos habilitados con la Implementación de AMI.

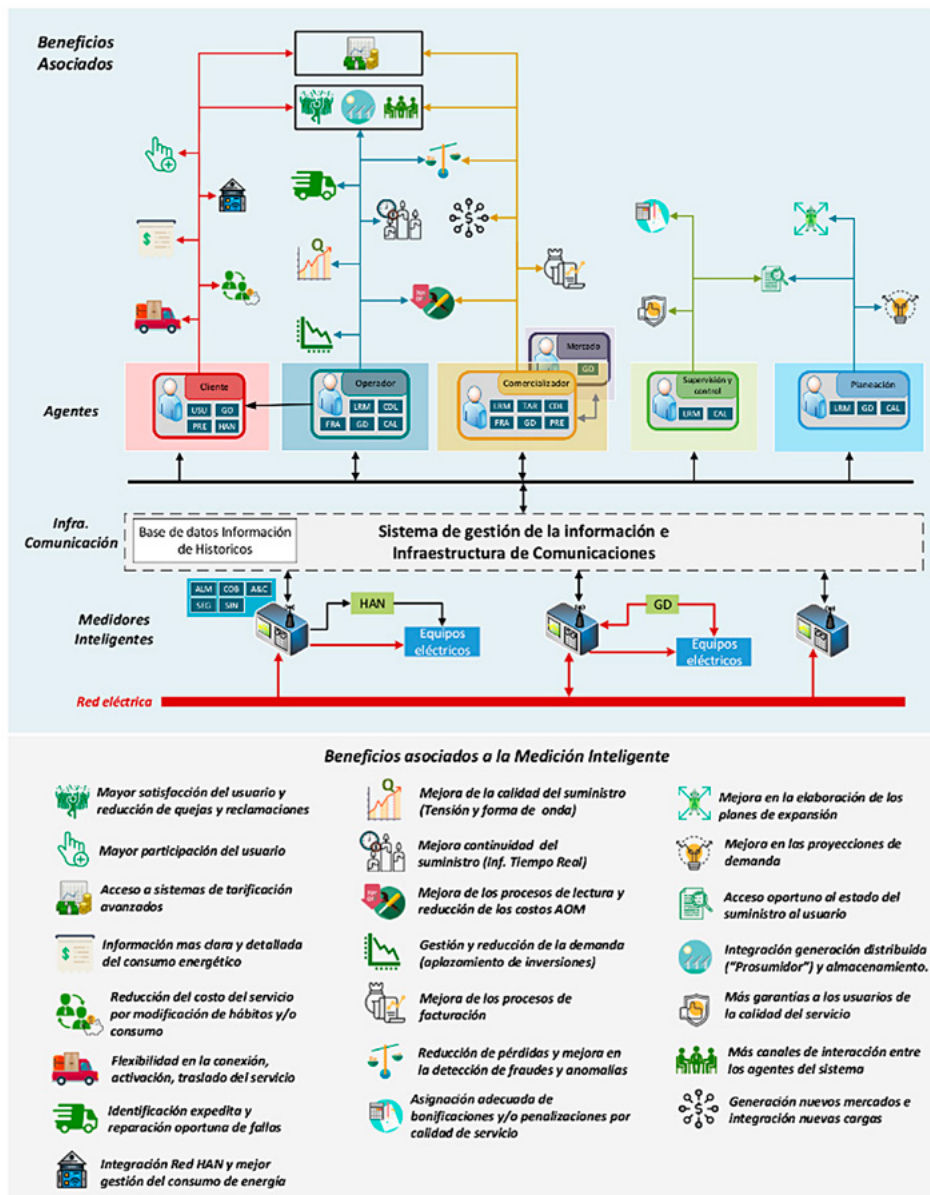


Figura 4. Beneficios asociados a los sistemas de Medición Avanzada.

Los aspectos más importantes que son habilitados con la implementación de las funcionalidades propuestas para las infraestructuras AMI en Colombia se muestran en la **Tabla 4**.

Los beneficios obtenidos con estos nuevos elementos pueden llegar a generar un impacto en el sistema de forma inmediata, visualización de información de consumos por parte del usuario, o a corto o mediano plazo, construcción de perfiles usuario, la optimización de la operación o la reducción de pérdidas. Los beneficios percibidos por cada uno de los actores dependerán del rol y las funciones que cumple dentro de la cadena de suministro, generando así un conjunto de beneficios particular para cada agente, los cuales en algunos casos pueden estar compartidos entre varios de ellos. Los beneficios más relevantes identificados para cada uno de los actores del sector se muestran en la **Figura 4**.

## Temas estratégicos para la implementación de las infraestructuras AMI

Una vez definido el conjunto mínimo de funcionalidades e identificados sus usos y beneficios, se realizó un taller que tuvo como objetivo dar solución a los siguientes tres retos:

- ¿Qué elementos deben incorporarse en la regulación?
- ¿Cuál es el proceso para el desarrollo del sistema de gestión de medida?
- ¿Cuáles son los determinantes para diseñar la gradualidad de implementación de las infraestructuras AMI?

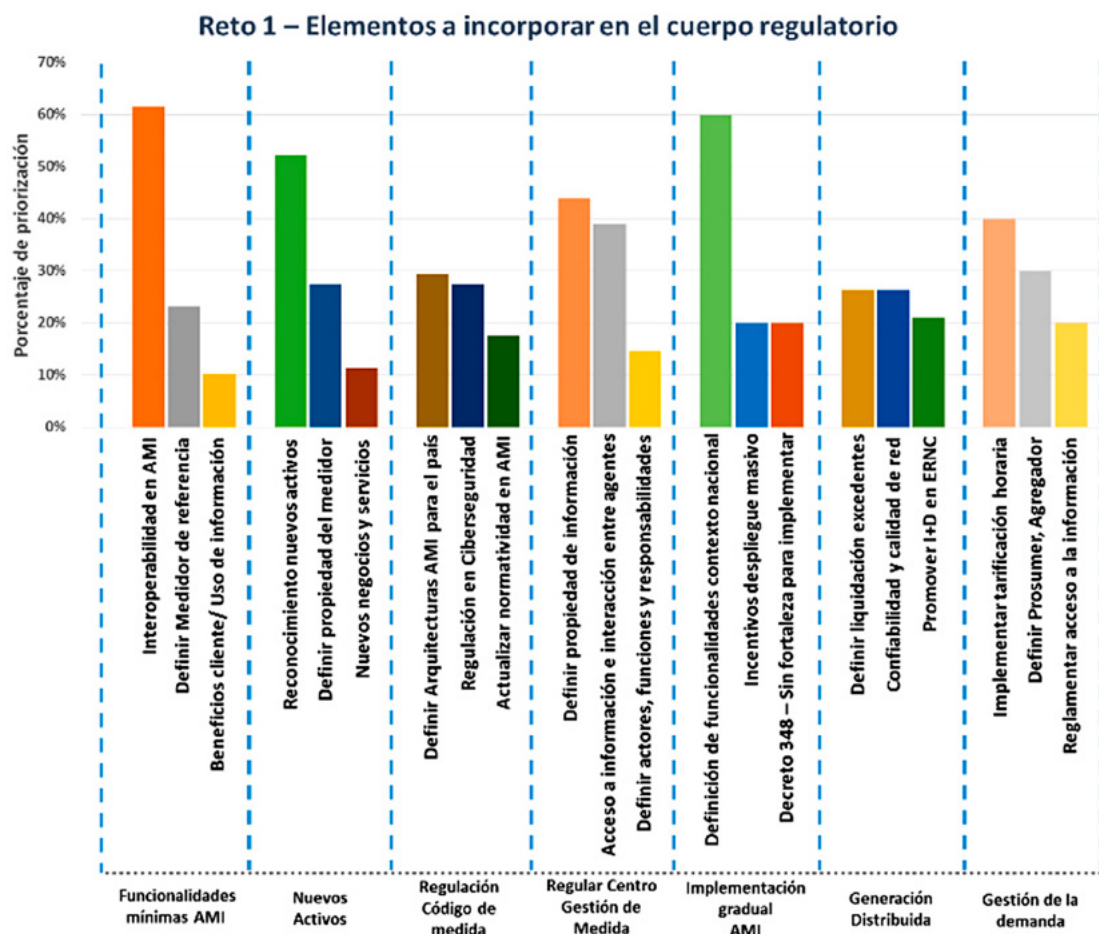


Figura 5. Priorización de los elementos a incorporar en el cuerpo regulatorio.

Este trabajo se realizó con la participación activa y propositiva de aproximadamente 100 profesionales del sector eléctrico. Las discusiones permitieron llegar a un consenso en cada uno de los retos y hacer una priorización de las soluciones propuestas a través de una calificación dada a las respuestas del taller. A continuación se muestran los principales resultados obtenidos.

### Reto N.1 Elementos a incorporar en el cuerpo regulatorio

De acuerdo con los resultados a la pregunta del taller ¿Qué elementos deben incorporarse en la regulación?, se llega al consenso que el marco regulatorio debería incluir los aspectos mostrados en la **Figura 5**, agrupados en 7 temáticas.

Con el ejercicio se identificó que se requiere de manera prioritaria definir las bases regulatorias que incluyan la forma como se reconocerán los activos instalados y como interactuarán los agentes y los equipos de infraestructura del sistema AMI.

Posteriormente, se considera necesario justificar establecer el centro de gestión de la medida y definir si su arquitectura va a ser centralizada o distribuida, definiendo su número, ubicación, actor o actores encargados de su operación, etc.

Paralelamente se requiere iniciar el proceso de implementación masiva de los equipos de medida en las instalaciones de los usuarios con equipos que cumplan con cada una de las funcionalidades mínimas definidas.

Finalmente, se deben explotar los beneficios que ofrecen las infraestructuras AMI, como utilizar esquemas de gestión de la demanda o la integración de soluciones de generación distribuida.

### Reto N.2 Desarrollo del Sistema de Gestión de Medida

Este reto busca determinar el proceso para el desarrollo del sistema de gestión de medida. Como solución, los participantes diseñaron diagramas relacionados con el desarrollo del centro de gestión de medida. En consenso se concluye que este proceso debe estar dividido en tres etapas:

- Conceptualización, diseño y planeación
- Implementación
- Despliegue masivo

En la etapa de conceptualización, diseño y planeación se incluyen aspectos relacionados con la evaluación del sistema actual, la identificación de necesidades y la definición de funcionalidades como insumos para la formulación de regulaciones y estándares de normalización, a través de un “Grupo AMI” conformado por entidades asociadas al desarrollo del sistema AMI (Ministerio, UPME, ICONTEC, Reguladores, Comercializadores, Fabricantes, Laboratorios, Operadores de Red y Universidades).

A su vez, se plantea el diseño de una arquitectura interoperable de sistemas de comunicación e información y del sistema de gestión de medida, definiendo la implementación, la viabilidad económica del sistema y la integración con las redes existentes, incluyendo la estandarización de información, el intercambio y la protección de los datos asociados al proceso de medida.

En la etapa de implementación del centro de gestión de medida se formula la definición de roles, responsabilidades e interacción entre los agentes involucrados, tales como usuarios, agregadores de demanda,

centros de medida locales, operadores de red y el ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales).

Finalmente, en la etapa de despliegue masivo, se plantea un plan de socialización al usuario, estrategias de gestión de demanda, seguimiento y evaluación, promoción, divulgación y lecciones aprendidas. La **Figura 6** muestra la estructuración de todas las ideas planteadas en un diagrama integrado.

### Reto N.3 Diseño de gradualidad de implementación

Este reto pretende plantear los determinantes para diseñar la gradualidad de implementación de las infraestructuras AMI en Colombia. La **Figura 7** presenta la priorización de los determinantes para el diseño de la gradualidad de las infraestructuras AMI, agrupados en 6 temáticas abordadas como contexto para la solución del reto. Estas temáticas son:

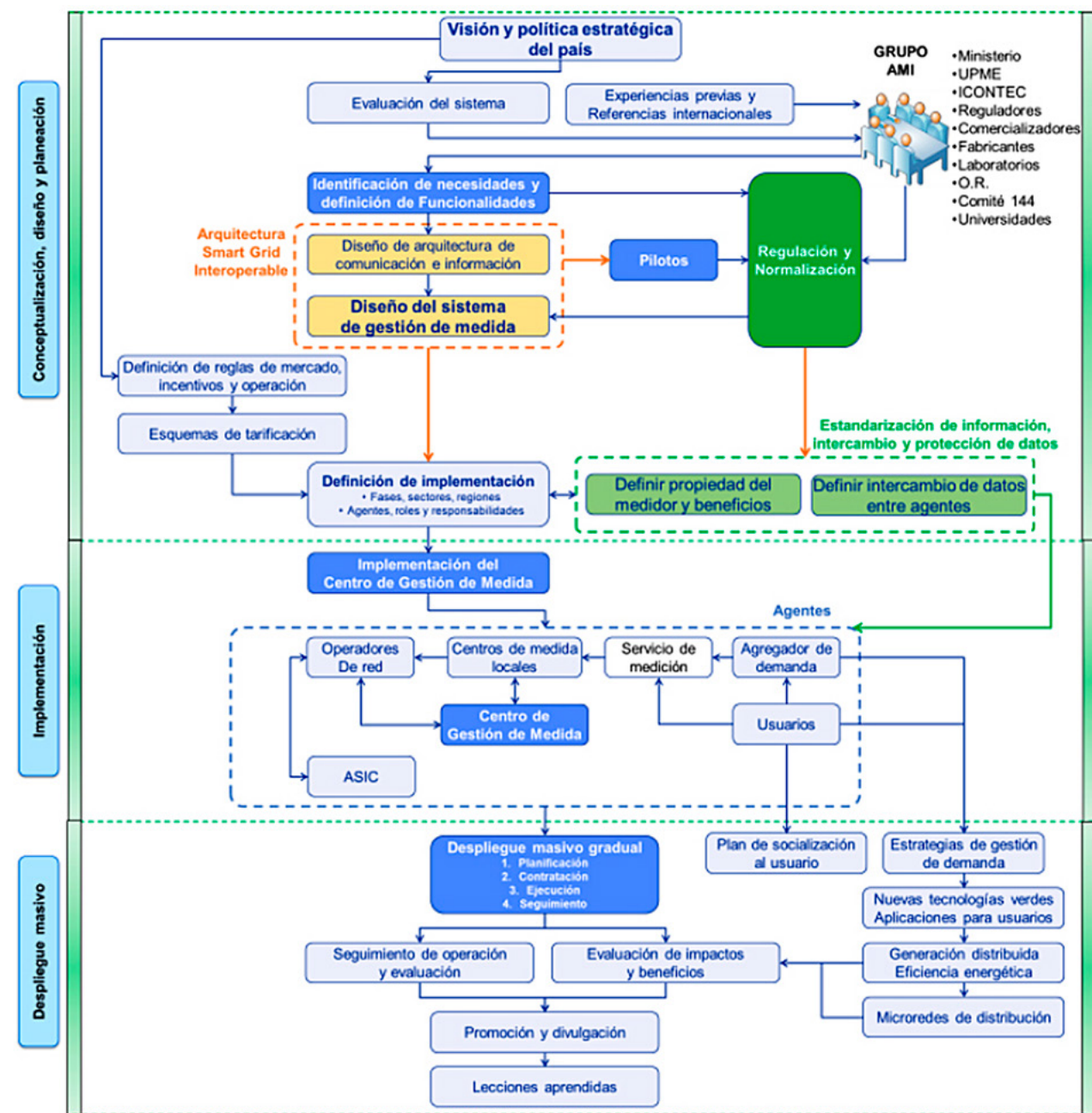


Figura 6. Diagrama de flujo de los elementos necesarios para el desarrollo del sistema de gestión de medida en Colombia

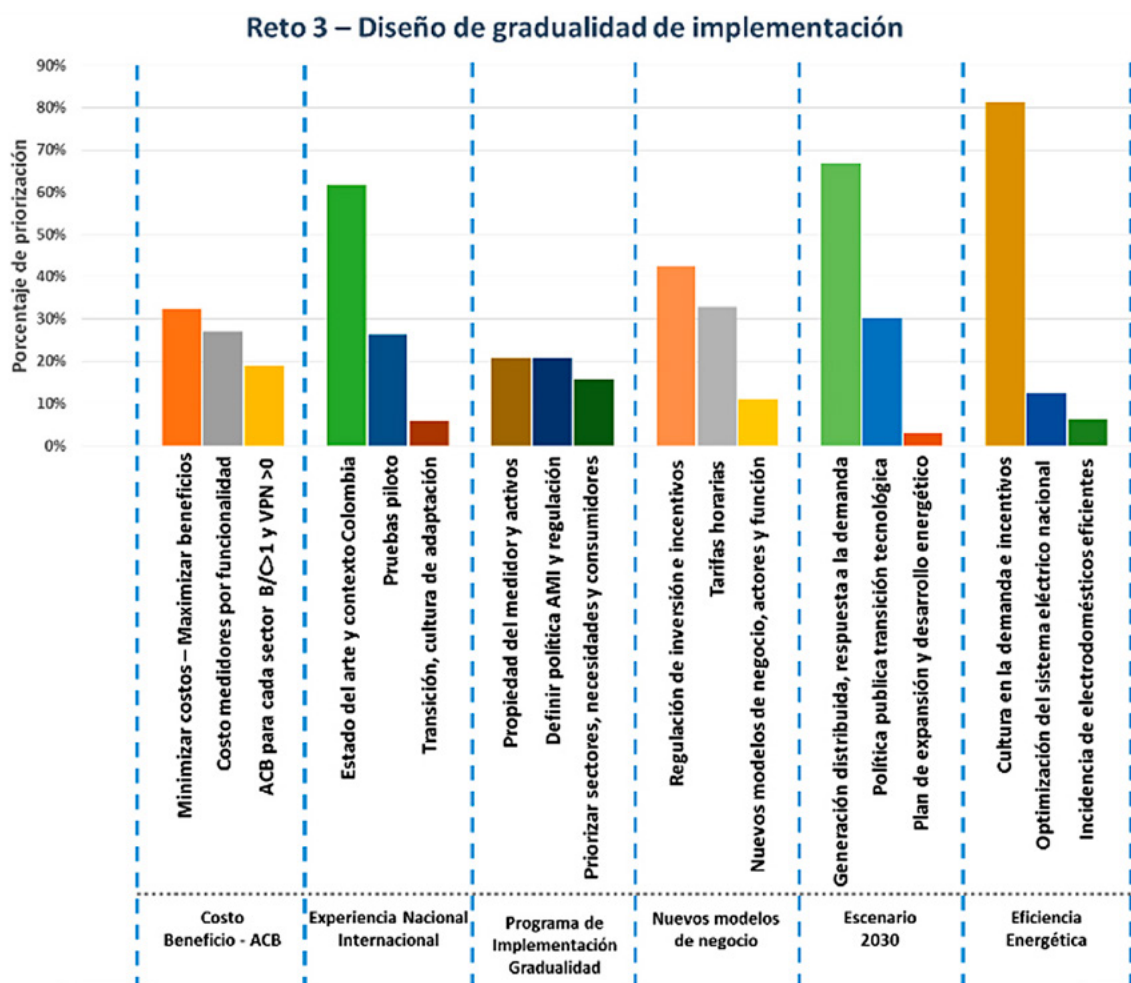


Figura 7. Priorización de los determinantes para el diseño de la gradualidad de los sistemas AMI.

- Análisis Costo-Beneficio
- Experiencias Nacionales e Internacionales
- Programas de implementación gradual
- Nuevos modelos de negocio
- Escenario 2030
- Programas de Eficiencia Energética

De la gráfica se puede concluir que es necesario realizar la evaluación tecnológica de la infraestructura existente con el fin de minimizar los costos de instalación y maximizar los beneficios asociados, analizando cual sería la tecnología más apropiada para cada tipo de usuario en cada una de las regiones del país y la estrategia

de implementación más viable (por ejemplo mediante decreto, política pública, selección del usuario, etc.)

Así mismo, el efectuar los análisis de costo – beneficio para cada uno de los modelos de negocio, permitirá establecer con anticipación si el modelo es viable en el contexto económico colombiano. Al igual que resulta necesario establecer un marco regulatorio que permita desarrollar la implementación de los sistemas AMI en el país y que incorpore el uso de nuevas tecnologías dentro del sistema, permitiendo al país establecer estrategias de gestión de la demanda para optimizar la eficiencia energética en todo el sistema eléctrico nacional.

Adicionalmente es necesario recolectar las lecciones aprendidas y mejores prácticas de cada uno de los proyectos que se encuentran documentados en el contexto nacional.

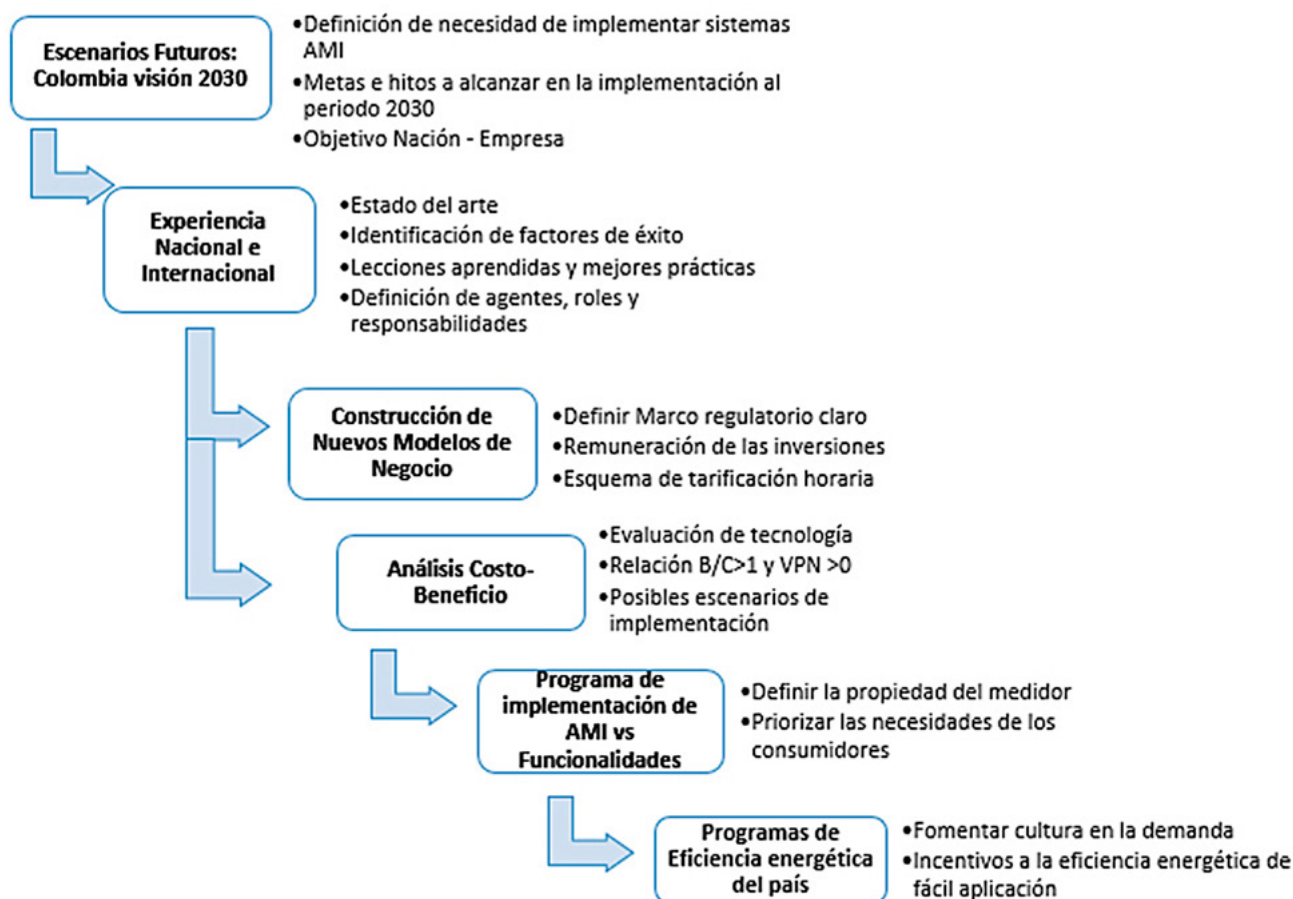


Figura 8. Esquema de implementación gradual de infraestructura AMI.

En este punto se requiere comenzar a estructurar los nuevos modelos de negocio que surgirían bajo este nuevo escenario. Simultáneamente, se deben estructurar los análisis de costo-beneficios que garanticen el éxito de los proyectos asociados a medición inteligente. Posteriormente y de acuerdo con los resultados obtenidos se debe construir un programa de implementación gradual en donde se priorice la necesidad de los consumidores.

Finalmente, como parte de los beneficios de tener una infraestructura AMI dentro de la red se pueden implementar programas de eficiencia energética en donde se modifiquen los hábitos de consumo energético de los usuarios en busca de optimizar el uso de la infraestructura eléctrica. El esquema de implementación gradual de la infraestructura de medición avanzada se puede observar de manera más detallada en el esquema de la **Figura 8**.

## Propuestas de casos de uso adicionales

Una vez se disponga de la infraestructura AMI y de las condiciones necesarias para el despliegue masivo de los medidores inteligentes, es posible plantear nuevos esquemas de uso asociados a modelos de negocio innovadores y a la apropiación tecnológica. A continuación se exponen algunas propuestas de casos de uso:

### Quioscos Prepago Portátiles

Utilizando la tecnología Power Line Communication (PLC) es posible, por medio de la red de distribución de energía eléctrica, crear un canal de comunicación que transmita señales de radio a un conjunto de Medidores Prepago que se encuentren instalados en diferentes espacios de comercio móviles habilitados para



la instalación de Kioskos Portátiles. Estos Kioskos contarán con suministro de energía eléctrica en modo prepago, el cual será habilitado a partir del registro del usuario con un código personal y el consumo será cargado a una cuenta personal del usuario registrado. Este sistema de pago facilitará la comercialización de los servicios y generará un nuevo mercado para los comercializadores que atiendan estos nuevos usuarios.

Adicionalmente, la red de comunicación establecida le permitirá contar con una red de datos, acceso a internet, televisión y comunicaciones. Esta tecnología permite prestar servicios como circuitos cerrados de televisión para vigilancia y control, de uso de datafonos

inalámbricos, entre otros. En la **Figura 9** se representa este concepto.

### Soluciones Rurales

Bajo un esquema similar al de los Quioscos prepago, también pueden atenderse soluciones rurales en las que además del servicio de energía eléctrica se puedan brindar al usuario otros servicios como Internet, Televisión por suscripción y telefonía.

Así mismo, usando sistemas AMI también se posibilita la integración de generación distribuida.

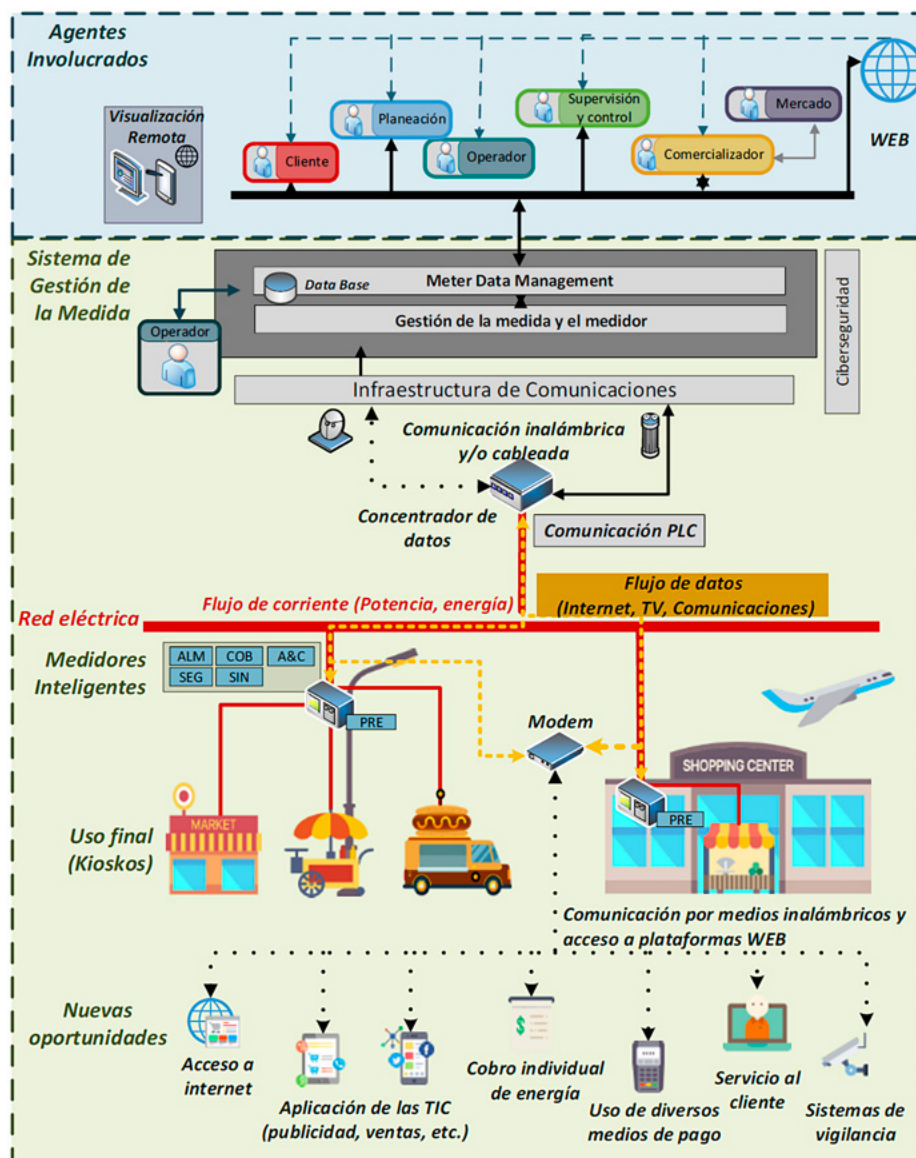


Figura 9. Quioscos Prepago Portátiles.

## Habilitación de nuevos usuarios residenciales

Mediante el uso de los sistemas AMI los comercializadores pueden ofrecer la prestación del servicio de energía eléctrica mediante la compra anticipada de los kilovatios/hora que va a consumir el usuario. Los clientes potenciales para este mercado son los ubicados dentro de las zonas de cobertura y que en la actualidad no están conectados al sistema debido principalmente a su baja disponibilidad de recursos

económicos y a su situación de marginalidad. La comercialización prepago representa para el usuario un mayor control del de energía que se puede adaptar a sus ingresos económicos.

## Aplicaciones Home Display

Sumado al medidor inteligente, los usuarios finales residenciales pueden hacer uso de aplicaciones y equipos con tecnología Home Display, que permite visualizar

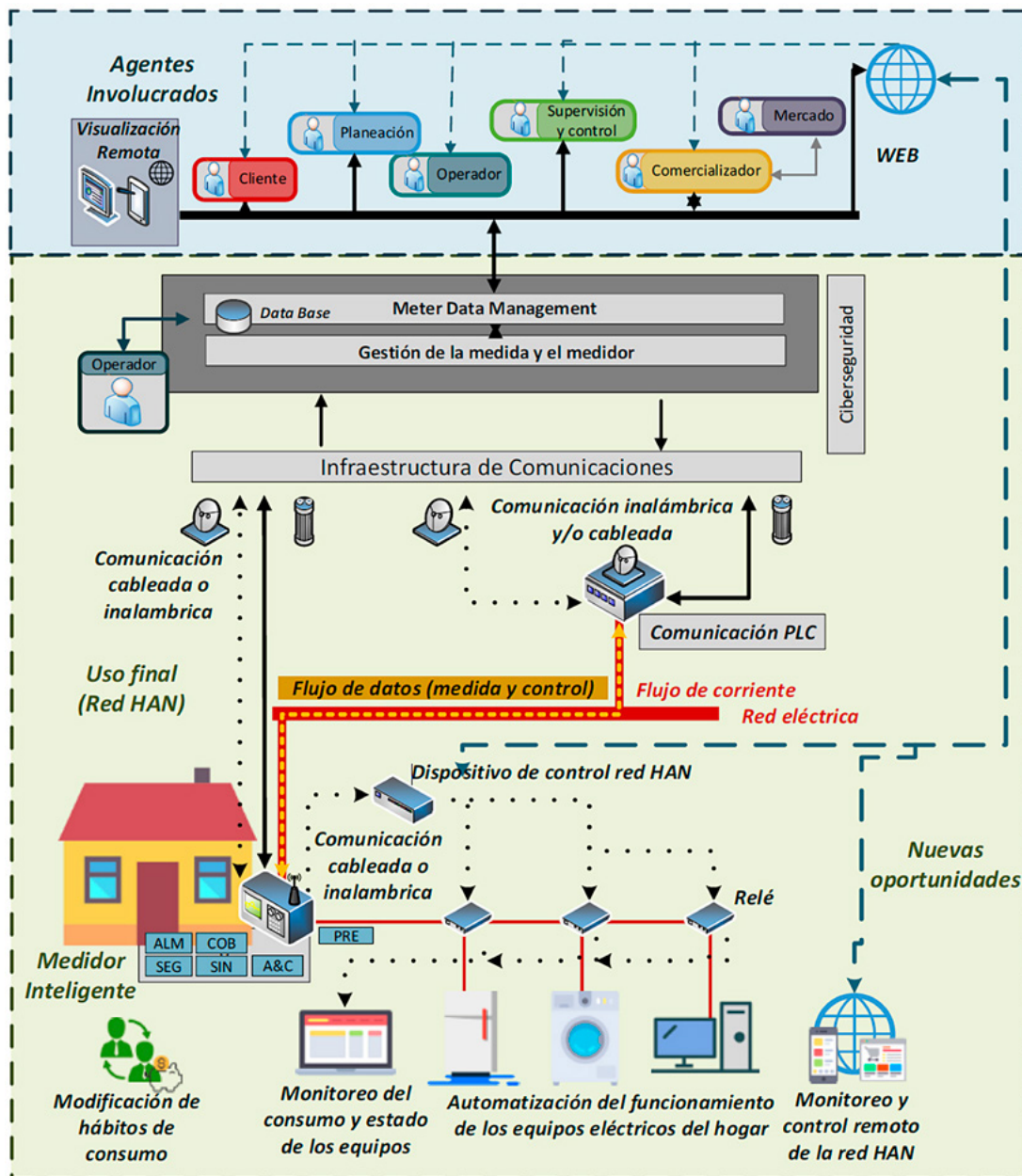


Figura 10. Aplicaciones Home Display.

y controlar en tiempo real el consumo energético de cada uno de los equipos y elementos ubicados dentro del hogar.

La visualización se realiza a través de una pantalla que ubicada cerca del Medidor permite la comunicación entre estos elementos. De esta forma el usuario puede conocer en todo momento la energía que está consumiendo, su costo asociado y la cantidad de CO<sub>2</sub> que está produciendo. Este dispositivo se puede comunicar con los elementos y equipos que consumen energía dentro de la vivienda para que el usuario pueda visualizar y controlar su uso, y por lo tanto gestionar sus consumos tanto en cantidad como en hora del día en la que ocurre el suministro. Este esquema se representa en la **Figura 10**.

## Conclusión

Para garantizar el éxito de los programas de implementación de Smart Grids con los beneficios asociados a la generación distribuida, la eficiencia en el consumo, respuesta de la demanda y otros aspectos innovadores que aportan nuevos valores al sector eléctrico, es necesario impulsar el despliegue de las infraestructuras AMI. Para ello es necesario contar con políticas que direccionen dichas iniciativas y un marco normativo y regulatorio que promueva el desarrollo armónico de nuevos servicios con sus correspondientes tecnologías asociadas.

La metodología presentada para definir las funcionalidades mínimas se considera puede ser usada con los ajustes propios de las realidades locales, en todos los países que buscan implementar las SG antes del desarrollo masivo de tecnología que requieran las funcionalidades AMI discutidas en este artículo. De esta forma se logrará la estandarización funcional y se po-

drá discutir con más fundamento la interoperabilidad de equipos de forma a poder utilizar medidores inteligentes de diferentes proveedores, software tipo MDM de diferentes suministradores etc.

Con el uso masivo de medidores inteligentes y el despliegue de infraestructuras AMI ajustadas se pondrá la piedra angular de un sector eléctrico que incluya al usuario final como un actor principal, facilitando la intercomunicación fluida entre todos los actores involucrados, promoviendo nuevos mercados y servicios con beneficios para todos los participantes.

## Referencias

- [1] P. Palensky and D. Dietrich, "01 Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 7, no. 3, pp. 381–388, 2011.
- [2] L. Gelazanskas and K. A. A. Gamage, "02 Demand side management in smart grid : A review and proposals for future direction," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 11, pp. 22–30, 2014.
- [3] UPME, "32 Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050," Unidad Planeación Min. Energética, Repub. Colomb., p. 184, 2015.
- [4] Ministerio de minas y Energía, Banco Interamericano de Desarrollo, Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, Unidad de Planeación Minero-Energética, and Iniciativa Colombia Inteligente, "07 Parte II Mapa de Ruta: Construcción y Resultados (COMPONENTE I)," *Smart Grids Colomb. visión 2030*, vol. 2, no. Componente I, p. 175, 2016.
- [5] R. Rashed Mohassel, A. Fung, F. Mohammadi, and K. Raahemifar, "09 A survey on Advanced Metering Infrastructure," *Int. J.*

- Electr. Power Energy Syst., vol. 63, pp. 473–484, Dec. 2014.
- [6] A. B. M. S. Ali, 10 Smart grids: Opportunities, developments, and trends, vol. 132. 2013.
  - [7] “11 Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems,” 2015. [Online]. Available: [https://www.smartgrid.gov/recovery\\_act/deployment\\_status/ami\\_and\\_customer\\_systems.html##SmartMetersDeployed](https://www.smartgrid.gov/recovery_act/deployment_status/ami_and_customer_systems.html##SmartMetersDeployed). [Accessed: 06-Aug-2017].
  - [8] V. P. V. S. K. Murthy Balijepalli S. A. Khaparde and R. M. Shereef, “13 Review of Demand Response under Smart Grid Paradigm.pdf,” IEEE PES Innov. Smart Grid Technol., 2011.
  - [9] Diario Oficial de la Unión Europea, “20 DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE,” 2009.
  - [10] Legifrance, “21 Ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l’énergie.” [Online]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023974937&categorieLien=id>. [Accessed: 06-Aug-2017].
  - [11] Legifrance, “22 Arrêté du 4 janvier 2012 pris en application de l’article 4 du décret n° 2010-1022 du 31 août 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d’électricité.” [Online]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000025126353&categorieLien=i>. [Accessed: 06-Aug-2017].
  - [12] ENEDIS, “23 Linky, le compteur communicant d’Enedis,” 2015. [Online]. Available: <http://www.enedis.fr/compteur-communicant>. [Accessed: 06-Aug-2017].
  - [13] T. y C. M. de I. Gobierno de España, Boletín Oficial del Estado, “15 Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico,” pp. 39355–39357, 2015.
  - [14] BOE núm. 312, “24 ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008,” 2008.
  - [15] Iberdrola, “25 Proyecto STAR: Red Inteligente,” p. 22, 2014.
  - [16] La Autoridad para la energía eléctrica, el gas y el sistema hídrico, “26 Allegato alla Deliberazione n. 292/06 con modifichie ed integrazioni apportate con le deliberazioni 26 settembre 2007,” 2010.
  - [17] G. Barbera, “27 ‘Il Progetto Telegestore: il primo passo verso la Smart Grid,’” pp. 1–62, 2012.
  - [18] ANEEL, “28 Resolução Normativa No 502/2012,” vol. 4, pp. 7–10, 2012.
  - [19] M. T. Vellano, “29 Programa Smart Grid da AES Eletropaulo - A Energia das Metr6poles do Futuro -,” Smart Grid Forum 2013, pp. 1–24, 2013.
  - [20] Colombia Inteligente, “12 Parte I Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia,” Smart Grids Colomb. Vis. 2030, p. 81, 2016.
  - [21] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación - ICONTEC, “30 NTC 6079 - Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica.” p. 32, 2014.
  - [22] Ministerio de Minas y Energía, “31 Decreto 348 de 1 Marzo de 2017,” República Colomb., pp. 1–3, 2015.

# De noche, todos los gatos son pardos. Gestión de fatiga y turnos de noche en operadores de sistemas de tiempo real

Mención especial como segundo mejor trabajo

## Área 5 – OPERACIÓN Y MERCADOS

### Autores

Ana Catalina Acosta Zapata

Jaime Alejandro Zapata Uribe

### Empresa

XM S.A. E.S.P.

Ubicación: Medellín, Colombia

Dirección: Calle 12 sur # 18 – 168

Código Postal: 050021

Teléfono: (4) 3157918

E-Mail: [acacostaz@xm.com.co](mailto:acacostaz@xm.com.co)

**Palabras clave**—Fatiga, Turnos de Noche, Desempeño, Ciclos Circadianos, Seguridad Operacional, Factores Humanos, Conciencia Situacional, Error Humano.

De noche, todos los gatos son pardos porque indiscutiblemente los procesos sensorio-perceptivos sufren modificaciones al pasar de la luz de día al procesamiento de información nocturna.

Los operadores de sistemas de tiempo real enfrentan el desafío de adaptar sus capacidades cognitivas a las demandas de turnos de noche, trabajo en días festivos y durante jornadas de alta exigencia mental y física, por ello son un grupo que requiere enfoques innovadores de gestión humana y prevención de riesgo psicofísico.

La fatiga es una respuesta fisiológica normal en personas saludables que, por diversos motivos, ven el patrón sueño-vigilia alterado.

Trabajar en sistemas de turnos rotativos es uno de esos muchos motivos.

Esto significa que los riesgos que se desprenden de la condición de fatiga, son riesgos inherentes a las

operaciones 24/7, y como tales deben ser debidamente administrados para que no sean causa de accidentes y/o incidentes que pongan en riesgo la seguridad de la operación y la salud de los trabajadores.

Los riesgos por fatiga no administrados adecuadamente constituyen una fuente de disminución importante de la productividad y de la calidad del trabajo y causa de errores humanos que pueden provocar incidentes y accidentes.

La fatiga puede resultar de varias causas, así:

## Ciclos Circadianos

- Trabajar cuando normalmente se debería dormir
- Dormir cuando normalmente se debería estar despierto
- Tener que cambiar el ciclo sueño/vigilia frecuentemente

## Factores del Sueño

- Disponer de menos horas para dormir de lo normal (mínimo 6 horas)
- Tener una mala calidad de sueño (trastorno del sueño)
- Tener una mala o inconsistente rutina para acostarse a dormir (higiene del sueño)
- Tener un ambiente malo o inadecuado para dormir

## Factores laborales y medio ambientales

- Hora de comienzo de turno demasiado temprano
- Tener que trabajar turnos rotatorios rápidos o en horarios irregulares
- Tener tiempo de descanso/recuperación inadecuado entre turnos o bloques de trabajo

## Factores de Salud

- Tener problemas de salud de impacto neurológico, cardíaco, metabólico (Hipertensión, diabetes, epilepsia, entre otros)
- Horarios y contenido de alimentación inapropiado
- Uso/abuso de sustancias (Cafeína, pastillas para dormir, alcohol, entre otros)
- Estilo de vida general incompatible con el trabajo en sistemas de turnos

La fatiga tiene consecuencias a corto y a largo plazo.

De manera inmediata, las personas fatigadas ven disminuidas sus capacidades de concentración, sufren alteraciones en las percepciones de distancia y velocidad, disminuyen sus tiempos de respuesta, su razonamiento lógico matemático, su productividad y habilidades comunicativas.

Además, se tornan más irritables y temerarios en el actuar.

A largo plazo, aumentan los riesgos de enfermedades como la hipertensión arterial, el sobrepeso y la obesidad, la diabetes, el estrés y la depresión.

### Entonces, ¿Qué puede hacerse con una condición inevitable en la Operación, como es el trabajo en las noches?

La administración de los factores de riesgos asociados a la fatiga puede realizarse a través de la implementación de Sistemas de Administración de los Riesgos por Fatiga (FRMS, por sus siglas en inglés).

El FRMS es una buena práctica, traída del sector aeronáutico, y que puede adaptarse a los Centros de Control en general.

Se desprende del estándar internacional validado por ANSI (American National Standard Institute) RP-755, y se caracteriza por ser un programa proactivo, basado en datos objetivos y orientado a mejorar el desempeño laboral y a reducir los riesgos operacionales. Es un sistema diseñado para mitigar los riesgos por fatiga inherentes a las operaciones 24/7.

Un Sistema de Administración de los Riesgos por Fatiga (FRMS) basado en el RP-755 se caracteriza por:

- Basarse en información y experiencia científicamente validadas.
- Basarse en las mejores prácticas de prevención de los riesgos por fatiga validadas por la experiencia concreta en empresas de diversos rubros de la economía 24/7.

- Orientar la toma de decisiones en base a datos e información real y pertinente a la empresa, su rubro y las condiciones medio ambientales específicas de su entorno.
- Diseñar e implementar sus barreras de prevención de manera participativa y colaborativa, estimulando y exigiendo la participación de todos los involucrados (gerentes, supervisores, líderes e ingenieros en general).
- Integrar y articular herramientas, protocolos, procedimientos y políticas.
- Desarrollar y mejorar de manera continua mediante canales de retroalimentación y de evaluación permanentes.
- Ser asumido como propio por parte de todos los involucrados, quienes, al adueñarse del sistema, se comprometen con su desarrollo y eficiencia.

El FRMS requiere establecer mecanismos de control de los factores de riesgos asociados a la fatiga. La vulnerabilidad a lo largo de la trayectoria del riesgo por fatiga debe ser identificada de tal manera que sea posible introducir barreras de protección adicionales o fortalecer las ya existentes.

Para contar con una adecuada identificación de los riesgos de fatiga, y por tanto, con un programa de medidas preventivas pertinente, efectivo y práctico, es necesario contar con dos mediciones fundamentales que establecen un punto de partida confiable:

1. Cálculo del Índice de Riesgo por Fatiga inherente al proceso propio de la Operación, de acuerdo a las condiciones de funcionamiento del mismo.

2. Evaluación periódica de las condiciones de riesgo psicosocial y de fatiga de los operadores.

XM llevó a cabo, en 2016, la evaluación de su Índice de Riesgo por Fatiga, a través de la aplicación del Circadian Alertness Simulator (CAS).

CAS es un modelo bio-matemático que permite el análisis de bio-compatibilidad de un esquema de trabajo específico, sea éste plano, rotativo o complejo.

Los parámetros específicos que integra CAS son:

- Noches consecutivas
- Días de jornadas de noche
- Días de trabajo consecutivos
- Secuencias de trabajo fisiológicamente desfavorables
- Dirección en la rotación de las jornadas de trabajo
- Horario de inicio de las jornadas
- Tiempo libre en los fines de semana
- Periodos sin tiempo libre en la tarde
- Periodo trabajados
- Distribución de los días en el trabajo y días en descanso
- Tipo de secuencia de turnos

El Índice de Riesgo por Fatiga es una escala de 0 a 100 que permite cuantificar y calificar el nivel de riesgo de una secuencia de turnos, puede ser:

- 0 a 40: Nivel de Riesgo por Fatiga Leve
- 41 a 60: Nivel de Riesgo por Fatiga Moderado
- 61 a 80: Nivel de Riesgo por Fatiga Alto
- 81 a 100: Nivel de Riesgo por Fatiga Inaceptable

#### **Nivel de Riesgo por Fatiga Leve:**

Se entiende que la secuencia de turnos a la que están sometidos los operadores no aporta niveles de riesgos que sean de alto impacto o relevante. Sin embargo, esto no quiere decir que no existan periodos durante la jornada laboral en que los niveles de alerta disminuyan peligrosamente y/o requieran la implementación de medidas de control. Lo anterior se explica porque el IRF es un valor promedio y probabilístico. Entonces, es posible que existan periodos en una o más jornadas específicas, dentro de la secuencia de turnos, cuya curva de alerta sea baja o crítica, mientras que en general, las jornadas exhibirán curvas de alerta óptima o moderada.

#### **Riesgo por Fatiga Moderada: Exige la implementación de medidas como:**

- Formación de los operadores sobre cómo hacer una gestión personal de sus riesgos por fatiga: identificar señales, dar alertas, pedir chequeos cruzados, declarar estados de marginalidad parcial o absoluta, etc.
- Formación a los directivos responsables de la operación y a las personas con cargos de coordinación y/o supervisión, respecto a la gestión administrativa de los riesgos por fatiga: manejo de zonas y espacios de recuperación, pausas activas, métodos de supervisión y asistencia al operador, detección de señales riesgosas, entre otros.



- Formación a la familia de los operadores sobre gestión del descanso reparador en el hogar: condiciones familiares y sociales propicias para el óptimo descanso del operador antes y después de su turno.
- Monitoreo predictivo de los estados de fatiga de los operadores.

**En los niveles de Riesgo por Fatiga Altos e Inaceptables:** Puede llegar a requerirse una revisión estructural de la organización del trabajo. Esto puede realizarse mediante el proceso de optimización de las secuencias o de cambio de secuencia por otras que sean más bio-compatibles.

Dependiendo de la criticidad de la situación, puede optarse también por un monitoreo permanente de condiciones de fatiga de los operadores, para lo cual existen alternativas de test de alertas individuales y personalizados.

Una vez se cuenta con el Índice de Riesgo por Fatiga, el análisis CAS también permite identificar la curva de alerta diaria, esta curva es el resultado del cálculo bio-matemático de la secuencia de los turnos y considera diversos factores entre lo que destacan las particularidades de la fisiología humana, el ciclo circadiano, las horas de vigilia ininterrumpidas de la persona y las oportunidades de descanso reparador entre jornadas.

La curva de alerta tiene una escala de 100 a 0 con 4 tramos importantes:

- Nivel de Alerta >72: Alerta Óptima (sobre línea verde)
- Nivel de Alerta 71 a 32: Alerta Moderada (por debajo de línea verde)

- Nivel de Alerta 32 a 26: Alerta Baja (por debajo de línea amarilla)
- Nivel de Alerta <25: Alerta Crítica (por debajo de línea roja)

La secuencia de turnos analizada para XM es:

4 días horario oficina + 2 días horario extendido diurno de 12 horas + 5 días horario mañana + 2 días de descanso + 5 días de horario tarde + 2 días de descanso + 5 días de horario nocturno corto + 2 días de horario extendido nocturno y 8 días de descanso.

La duración promedio de las jornadas es de 9,7 horas.

La duración del ciclo es de 35 días y se realizan 10,4 ciclos durante el año.

Esta secuencia tiene 23 días de trabajo y 12 días de descanso.

Tiene 41,85 horas de trabajo promedio a la semana y 209 horas de trabajo en total.

Dada esta secuencia, cada ingeniero tiene 2180 horas de trabajo programadas al año.

La cobertura de 36 ingenieros arroja 78,558 horas programadas al año.

De acuerdo a las características de las secuencias de turno expuestas, el CAS determinó un nivel de riesgo por fatiga de la operación en XM en un grado MODERADO (41).

Para llevarlo a un estado leve, se incluyó un periodo de descanso durante las jornadas nocturnas, logrando llegar a un nivel de riesgo por fatiga LEVE (36).

A continuación, se presentan las gráficas más importantes, arrojadas por el CAS, en cuanto a las curvas de alerta en cada uno de los turnos, de forma que se aprecia en cual secuencia es importante tomar medidas para rebajar el Índice de Riesgo por Fatiga.

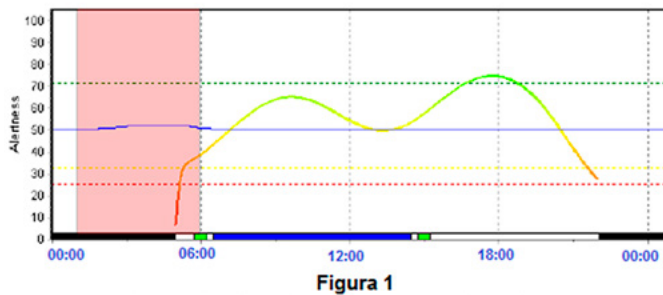


Figura 1. Curva de alerta diaria en el turno de mañana.

En la **Figura 1** se muestra la curva de alerta en el turno de día, las zonas rojas y amarillas muestran los momentos de caída de la atención, en las zonas verdes o por encima de las mismas hay niveles atencionales óptimos y las franjas en color rosa representan las zonas de mayor criticidad.

Las zonas de franja rosa son momentos del día en que, por el metabolismo y ritmos circadianos, el gran promedio de la población presenta un decaimiento de los niveles cognitivos y de atención, por ello si se cruza además con curvas rojas derivadas de las condiciones de los turnos, se genera una zona altamente crítica que requiere medidas de mitigación de riesgos.

Este turno usualmente se desarrolla entre las 6:30 y las 15:00, por tanto, el momento de mayor riesgo de inatención se encuentra en el momento del traslado de los operadores para iniciar su turno y en la entrega del mismo.

Medidas de mitigación de riesgos como el transporte con conductor proporcionado por la empresa, el chequeo cruzado en la entrega de turno y la grabación del mismo, se constituyen en defensas preventivas que blindan la seguridad de la operación.

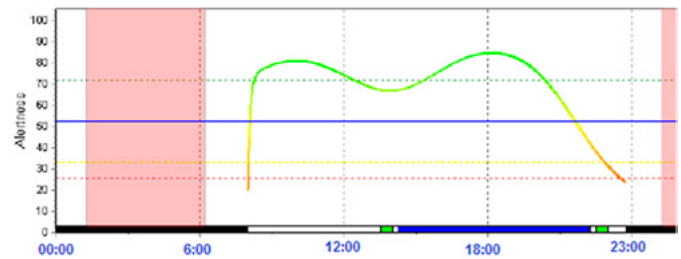


Figura 2. Curva de alerta diaria en el turno de la tarde.

En los turnos de tarde (desde las 14:30 hasta las 23:00) la curva de alerta desciende aproximadamente desde las 21:00.

Las particularidades en cada centro de control permiten definir las mejores medidas de defensa en estas circunstancias, pero es muy común el promover el consumo de meriendas en este momento del día para reactivar la carga de glucosa y generar una mayor actividad cerebral que potencie la atención.

Los contenidos calóricos de la merienda y su composición deben ser diseñados por expertos en nutrición para no generar un efecto contrario y acrecentar los problemas de inatención por dificultades digestivas.

La hidratación también es una medida recomendable para reactivar los niveles de atención.

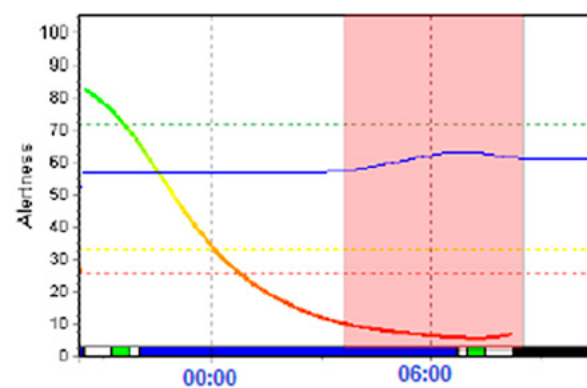


Figura 3. Curva de alerta diaria en el turno de la noche.

Esta es la curva de alerta de los operadores en el turno de noche (desde las 22:30 a las 7:00), sin que se tome ninguna medida preventiva como defensa del riesgo por inatención y fatiga.

A partir de las 3:00 aproximadamente, se ve un crítico descenso de la atención y una intersección con la franja metabólica baja.

En este escenario, el Índice de Riesgo por Fatiga es de 41, integralmente para toda la secuencia de todos los turnos.

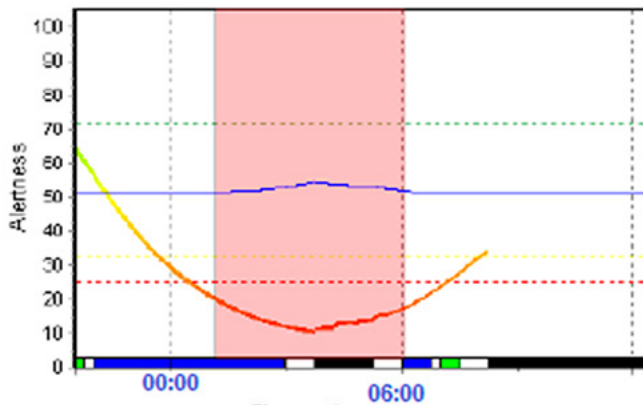


Figura 4. Curva de alerta diaria en el turno de la noche (con descanso).

Al proporcionar un descanso de dos horas, aproximadamente, entre las 03:00 y las 06:00, se logra una mejora de la curva de alerta en la zona crítica, lo que impacta el Índice de Riesgo por Fatiga total, pasando a un nivel leve de 36.

Para la implementación del periodo de descanso o recuperación se requiere:

- Contar con una sala de descanso adecuada para el sueño del operador, con cama confortable y privacidad
- Protocolo para tomar el periodo de descanso, de acuerdo a las condiciones de la operación
- Tiempo suficiente de al menos dos horas, para completar un ciclo completo del sueño, con sus 4 fases, no es conveniente interrumpir el descanso en medio de una de las fases

- Capacitación para los operadores de forma que conozcan el manejo de las fases del sueño y la forma adecuada de entrar en fase de descanso y posteriormente recuperar nuevamente el estado de vigilia y alerta

Esta es una de las medidas que pueden tomarse en un centro de control, con el fin de dar un adecuado manejo a la secuencia de turnos, de acuerdo al Índice de Riesgo por Fatiga y de acuerdo a las curvas de alerta diaria, según las características de cada área de Operación en las diferentes empresas, pueden implementarse medidas complementarias, incluyendo, por ejemplo, programas de alimentación.

El segundo elemento a considerar, como se presentó anteriormente, es la evaluación periódica de las condiciones de riesgo psicosocial y de fatiga de los operadores.

Deben aplicarse varios instrumentos que permitan dar una mirada integral a diferentes aspectos que impactan en las condiciones de fatiga de las personas:

- Factores de riesgo intralaboral: propios del cargo, los procesos ejecutados y las características de la empresa que puedan estar impactando en niveles de ansiedad, desgaste de energía excesivo y fatiga
- Factores extralaborales: relativos a la forma de vida del operador, sus condiciones de vivienda, relaciones familiares y sociales
- Niveles de estrés
- Estilo de personalidad y de estrategias de afrontamiento: existen estructuras de personalidad que tienden a agotarse y experimentar niveles de ansiedad más altos que otras, además de encarar los problemas en forma menos adaptativa

- **Condiciones físicas y antropomórficas:** El análisis antropométrico de los operadores resulta importante para la gestión de los riesgos por fatiga pues el Índice de Masa Corporal elevado está directamente asociado a una calidad de sueño deteriorada, al desarrollo de enfermedades no transmisibles que afectan la calidad del sueño y/o al desarrollo de trastornos del sueño como las roncopatías y la apnea obstructiva del sueño
- **Psicohigiene del descanso en los operadores:** Uno de los elementos críticos en la gestión de los riesgos por fatiga refiere a una higiene del sueño compatible con el trabajo en turnos. La higiene del sueño se define como el conjunto de acciones y hábitos de la persona que posibilitan el desarrollo de un sueño reparador. En este sentido, se hace referencia a elementos socio-culturales como tener el televisor en el dormitorio, usar el dormitorio para comer, trabajar, socializar u otras actividades, acondicionamiento inapropiado de los lugares de descanso (dormitorios) en cuanto a aislamiento acústico, luminosidad, ventilación y temperatura, imposibilidad de horarios fijos para dormir o descansar.

## Conclusiones

El Nivel de Riesgo por Fatiga de la operación en el centro de control de XM es MODERADO (41). Sin embargo, la implementación de los periodos de descanso durante las jornadas nocturnas disminuye el nivel de riesgo por fatiga a LEVE (36).

Es importante la capacitación para la gestión personal de los riesgos por fatiga de los operadores. Temas como: los cronotipos, duración de los ciclos de sueño, elementos básicos para el desarrollo de una higiene del sueño adecuada y pautas de alimentación compatible con los horarios de trabajo son herramientas básicas y

fundamentales para la gestión de los riesgos por fatiga a nivel personal. Las acciones de capacitación y sensibilización de este tipo deben extenderse también a las familias como eje central de apoyo del operador. Las curvas de alerta críticas se dan en todas las jornadas nocturnas, incluso en las que incluye periodos de descanso. Esto permite concluir que las jornadas nocturnas son de alta exigencia fisiológica y psicológica.

El periodo de mayor riesgo por fatiga humana en las jornadas nocturnas se da entre las 2:30 y el término de la jornada, extendiéndose incluso a los periodos de traslado hasta las casas. Esto exige la necesidad de tomar medidas de mitigación y control durante la jornada que complementen el descanso programado o que se puedan implementar cuando los operadores no puedan optar por el descanso (excepciones operativas), o en los periodos de traslado a sus casas para garantizar un retorno seguro.

Un centro de control con las características similares al de XM, debe contar con un programa sistemático de gestión de riesgos de fatiga, derivado de la declaración estratégica de seguridad operacional, con actividades y recursos exclusivos e indicadores de impacto en la operación.

## Referencias

- An Introduction To Managing Fatigue, Fatigue Risk Management system for the Canadian Aviation Industry. Transport Canadá. Abril de 2007.
- Miro, E., Cano Lozano M., Buela Casal G., Sueño y calidad de vida. Revista colombiana de psicología. 2005, pag 18
- Evaluación del Nivel de Riesgo por Fatiga Humana - Guía de Implementación SARF para XM SA ESP, con apoyo de BQA Consultorías y Circadian.

# Metodología de evaluación de la planificación, la operación y la expansión de los sistemas de T&D con incremento de penetración renovable

Mención especial como segundo mejor trabajo

## Área 5 – OPERACIÓN Y MERCADOS

### Autor

Marcelo Cassin

### Empresa

Empresa Provincial de la Energía

Ubicación: Rosario, Argentina

Dirección: Blvd. Oroño 1260

Código Postal: 2000

Teléfono: (0341) 153499548

Fax: (0341) 4311908

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

### Introducción

Debido a las características de las fuentes de origen renovable, especialmente fotovoltaica y eólica en lo que hace a la variabilidad en la producción, la no gestionabilidad, la imprevisibilidad y la intermitencia, resulta necesario el análisis de un cambio de paradigma en la forma de planificar y operar los sistemas eléctricos en todo el mundo.

Por un lado, el análisis de los procedimientos que determinan la programación de las unidades de generación en el corto plazo es un tema prioritario. Así mismo, resulta imperativo el desarrollo de nuevas metodologías de análisis y previsión de la futura expansión de la capacidad de generación a fin de considerar de forma adecuada el papel que estas nuevas fuentes de generación están teniendo.

Pero la penetración de nuevas fuentes de origen renovable no plantea sólo retos para el desarrollo futuro de la actividad de generación. Dado su carácter disper-

**Palabras clave**—Energías renovables, no gestionabilidad, planificación, operación, desarrollo de red, matriz de generación.

so, estas tecnologías plantean enormes retos para el adecuado desarrollo de las redes de alta, media y baja tensión. La planificación integrada de los sistemas de transporte tomando en cuenta múltiples escenarios de generación y demanda, es un tema prioritario. En adición a lo anterior, la proliferación de generación de pequeño tamaño en las redes de distribución plantea la necesidad de redefinir no sólo los procedimientos de operación de estas redes, sino también los criterios de expansión de las mismas y sobre todo, de la regulación que los rige.

Por último, el uso de almacenamiento energético y de la aplicación de programas de gestión de la demanda como mecanismos de mitigación de la variabilidad de la producción de las plantas eólicas y solares, están dando fuerte impulso al desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas, modelos de negocio y alrededor de todo ello nuevas metodologías de análisis.

## Objetivo del trabajo

El objetivo de este trabajo es plantear y analizar los elementos a considerar en el desarrollo de nuevas metodologías para la planificación y gestión de sistemas eléctricos en consideración de los cambios y desafíos a los que se enfrenta la industria eléctrica con la integración de ERNC, respecto de los enfoques tradicionales utilizados hasta el momento.

## Impacto sobre la operación

Tanto la energía eólica como la solar son no controlables, impredecibles e intermitentes (lo que hace que en el cómputo general se las califique como “variables”).

El hecho de ser no gestionable implica que la posibilidad de que una unidad determinada no esté disponible cuando es necesaria resulte significativamente mayor que en el caso de plantas controlables, por ejemplo, una térmica convencional.

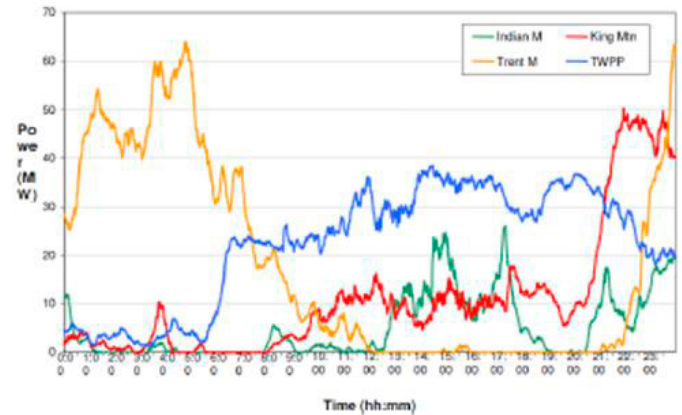


Figura 1. Producción durante un día de cuatro parques eólicos en el Estado de Texas, USA

En la **Figura 1** se observa claramente como la producción diaria de cuatro parques eólicos distanciados entre 40 y 490 km en el estado de Texas, USA, varía abruptamente en forma horaria.

Dicha variabilidad también ocurre en escala estacional. En este sentido es interesante analizar las correlaciones que existen entre la producción eólica y la hidroeléctrica, debido a la importancia de encontrar complementariedad en los mismos escenarios estacionales. (ver **Figura 2**)

Si bien es cierto que las técnicas de predicción de la producción eólica han mejorado significativamente en los últimos años, las mismas siguen siendo más difíciles que, por ejemplo, la predicción de la demanda. En general, solo las predicciones en la instancia de tiempo real tienen una alta precisión. Si el error en la predicción a una o dos horas del tiempo real está alrededor del 5-7%, para previsiones de un día para otro, el error aumenta hasta el 20%.

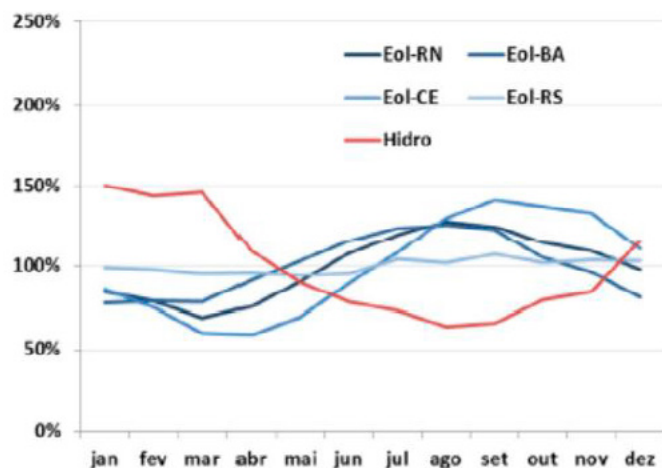


Figura 2. Estacionalidad típica de la producción eólica y de hidroeléctrica en Brasil.

En lo que se refiere a la energía solar, la variabilidad se caracteriza por un patrón diario y estacional, donde el pico de producción ocurre durante el verano y en las horas centrales del día, por lo que para niveles de penetración bajos, presenta, una buena correlación con las horas de alta demanda de muchos sistemas eléctricos. En particular, cuando los picos de demanda se deben al uso de equipos de aire acondicionado en verano, la inyección fotovoltaica colabora con su aporte al cubrimiento de ese consumo.

Sin embargo, a medida que la penetración solar se incrementa, el pico de demanda neta se va trasladando a la tarde-noche, donde ya no hay generación solar. Es por esto que su aporte en este sentido es limitado.

Otra situación particular puede darse en invierno, donde las sinergias entre el perfil de demanda y el perfil de producción solar son casi nulas.

Finalmente, debido al efecto de la nubosidad y la falta de inercia térmica y mecánica en las plantas fotovoltaicas, esta tecnología presenta grandes variaciones de potencia en intervalos bastante cortos. La diversificación espacial, tal como en el caso de la eólica, puede mitigar parcialmente esta variabilidad.

La producción de las plantas fotovoltaicas es en general más predecible que las eólicas, gracias a la posibilidad de utilizar satélites para obtener informaciones sobre la dirección y la velocidad de desplazamiento de las masas de nubes.

## Analisis de corto y largo plazo

Cuando la actividad de producción de energía eléctrica es coordinada de manera centralizada, el proceso completo de toma de decisiones está organizado de manera jerárquica y con múltiples acoplamientos entre estas decisiones. Las definiciones de más largo plazo (aumento de la capacidad instalada de generación o transmisión) aportan información y condicionan hasta cierto punto las decisiones de corto plazo, tales como la coordinación hidrotérmica o la programación de las diferentes centrales.

En los sistemas eléctricos sin coordinación centralizada, los diferentes agentes toman la mayor parte de las decisiones referentes a la generación de manera disgregada, sustituyendo de este modo la planificación centralizada y coordinada de la expansión o la operación del sistema. En términos generales, para ambos modelos, las redes de transmisión se gestionan como un monopolio regulado.

Desde el punto de vista de la confiabilidad del suministro, hay que considerar diferentes horizontes temporales.

En el horizonte de segundos o minutos hasta el tiempo real, la confiabilidad está en gran parte controlada por equipos automáticos y sistemas de control. Para horizontes de entre minutos hasta una semana, la planificación de la operación debe decidir las unidades que participarán de modo que se garantice la seguridad del

suministro tanto en condiciones normales como ante contingencias y perturbaciones.

Para mayores horizontes de tiempo, los encargados de la planificación deben garantizar que las instalaciones de generación y transmisión son las adecuadas para mantener condiciones de operación fiables.

En este contexto, la variabilidad en la producción de las fuentes fotovoltaicas y eólicas, han llevado a un cambio de paradigma en la forma de operar y planificar los sistemas eléctricos.

Cuando se dan altos niveles de penetración, las características globales de dichos sistemas pueden verse alteradas de manera significativa. Estos cambios tienen que ser considerados e incorporados a los procesos de operación y planificación, que no fueron diseñados para incorporar grandes cantidades de generación intermitente. Una gran variedad de nuevos problemas deben ser abordados:

- a. un aumento de la flexibilidad del sistema mediante un mejor uso de la capacidad de transporte entre áreas vecinas;
- b. gestión activa de la demanda;
- c. uso óptimo de la capacidad de almacenamiento (incluyendo el bombeo); y
- d. modificación en las reglas de mercado para permitir cambios en los programas de producción más cerca del tiempo real.

La futura matriz de tecnologías de generación tendrá que ser capaz de integrar una alta penetración de recursos intermitentes permitiendo un mayor grado de ciclado de las unidades térmicas, menos horas de utilización y un cambio en el patrón de los precios del mercado.

De entre los numerosos impactos, a continuación se centra la discusión en un tema

importante: cómo una elevada penetración de renovables afectaría a los servicios de provisión de reservas de operación.

## Requerimientos adicionales de reservas operativas

Un asunto crítico en la operación de los sistemas eléctricos en los que existe un gran volumen de recursos intermitentes de generación es la cantidad de reservas de operación que se necesitan para garantizar una operación segura y eficiente.

Esto en la práctica podría implicar:

- a. una operación más cara, ya que un cierto número de plantas tienen que mantenerse listas para entrar en producción en lugar de ser utilizadas para la producción regular de electricidad, independientemente del marco regulatorio; y
- b. un impacto a largo plazo en la matriz de generación, puesto que tendrán que realizarse las oportunas inversiones en este tipo de plantas capaces de suministrar reservas de modo que estén listas para funcionar cuando el nivel de penetración de las tecnologías intermitentes las haga imprescindibles.

Una revisión de los numerosos estudios que se han desarrollado con respecto de la relación entre la penetración de tecnologías intermitentes y la necesidad de reservas adicionales llevan a una serie de conclusiones generales, que tienen que adaptarse a las características propias de cada sistema eléctrico.



La observación y el análisis de datos de operación obtenidos de parques eólicos reales han demostrado que los cambios en el valor de la producción no son tan rápidos como para ser considerados una contingencia.

- Tanto la incertidumbre en la predicción como la variabilidad de la producción de la energía eólica pueden afectar a la cantidad de reservas secundarias necesarias, pero en la mayoría de los casos no de una manera significativa.
- Las reservas de respuesta rápida (primaria y de regulación) deberían estar preparadas para responder ante rápidas fluctuaciones de la producción eólica y solar. Sin embargo, los sistemas eléctricos siempre han necesitado este tipo de reservas para responder ante variaciones de la demanda o contingencias inesperadas. Entonces, la relevancia en la práctica, tanto en el costo como en la capacidad de reserva de generación puede considerarse bastante limitada.

- Más importante es el impacto de los errores en la predicción (ver **Figura 3**) de la producción de las energías eólica y solar para la programación de las unidades convencionales que se realiza para el “día siguiente”.

Esto provoca que sea necesario tener preparada una importante cantidad de generación flexible con tiempos de arranque relativamente cortos y/o capacidad de variar el nivel de producción rápidamente, por ejemplo centrales de ciclo combinado o turbinas de gas o hidráulicas, para permitir el seguimiento de la demanda y el suministro de reserva correspondiente (ver **Figura 4**). La determinación del nivel de estas reservas se hace generalmente en instancia de la programación diaria, en la que los errores de predicción del viento, si bien los modelos de predicción están mejorando con el tiempo, son todavía relativamente altos. En un sistema correctamente diseñado, será necesario

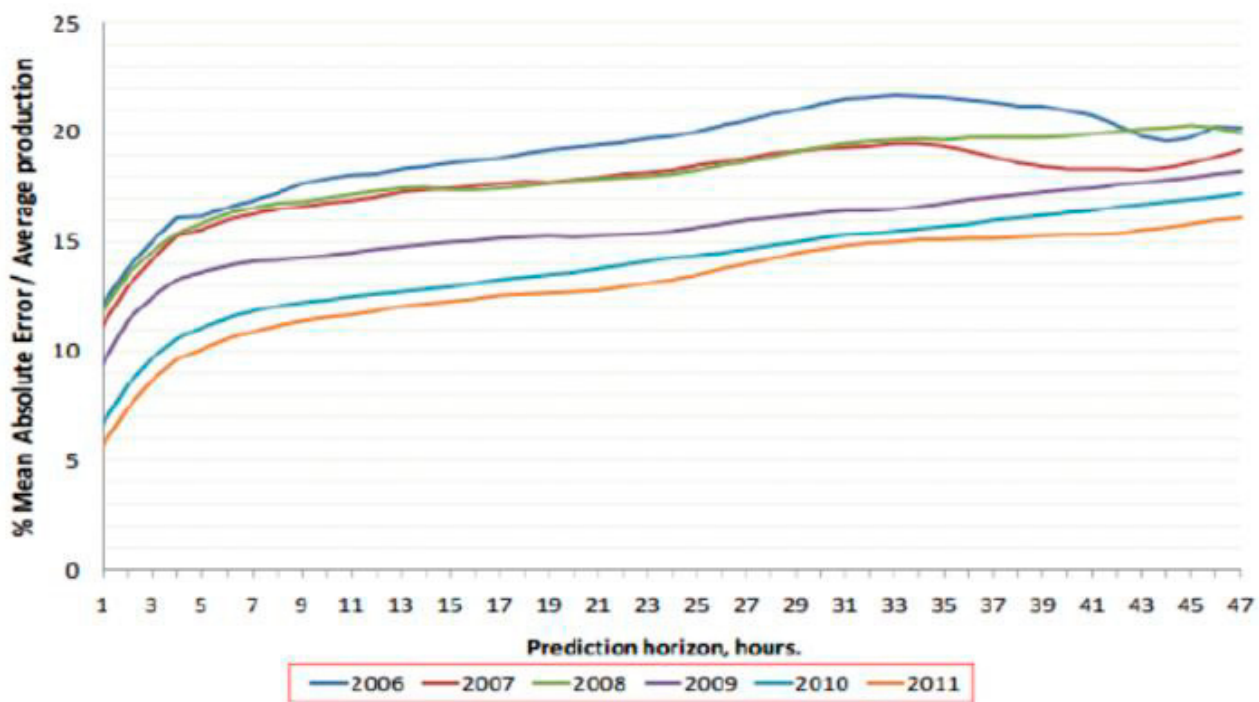


Figura 3. Evolución del error de la predicción eólica en España.

disponer de un volumen suficiente de este tipo de centrales flexibles de punta para el no tan infrecuente caso de periodos relativamente largos en los que las producciones eólica y solar se mantengan en niveles bajos.

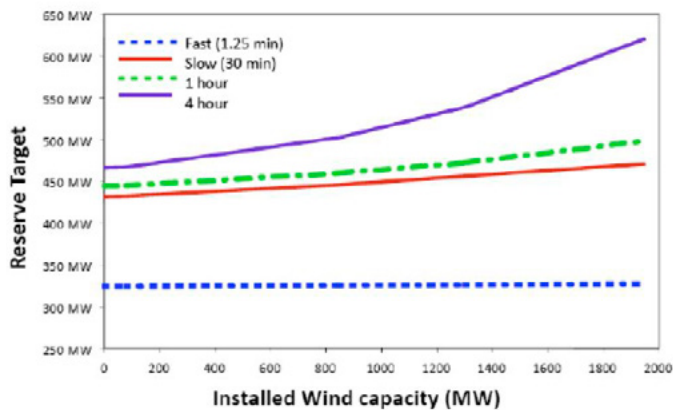


Figura 4. Requisitos de reserva de funcionamiento en función de la penetración de la energía eólica en Irlanda.

Es importante señalar que la necesidad de disponer de reservas no significa necesariamente que estas centrales de punta vayan a utilizarse realmente para la producción de energía eléctrica, sino más bien que exista la posibilidad de que puedan hacerlo rápidamente.

## Impacto de las ERNC en la expansión de la capacidad de generación

Como consecuencia de las características anteriormente descritas de la generación intermitente, el matriz de generación deseable en el largo plazo es susceptible de cambiar significativamente. Por un lado, altos niveles de penetración intermitente harán recomendable la inversión en tecnologías más flexibles. Por otro lado, es evidente que hará falta generación de reserva para aquellos momentos en los que la disponibilidad de los

recursos sea baja. Gran parte de esta generación estará sujeta a factores de utilización muy bajos, como consecuencia del desplazamiento sufrido por la producción de la generación intermitente.

En general, estos requerimientos dependen en gran medida de que el parque sea puramente térmico o de que disponga de una cierta cantidad de recursos hidráulicos regulables.

En este sentido, se muestra en la **Figura 5** la evolución hacia el 2030 de las inversiones óptimas previstas en plantas de ciclo combinado y turbinas de gas para diferentes casos de penetración solar en un sistema preminentemente térmico (ERCOT- USA). En este se observa que la mayor penetración fotovoltaica hace recomendable la instalación de crecientes cantidades de plantas con turbina de gas.

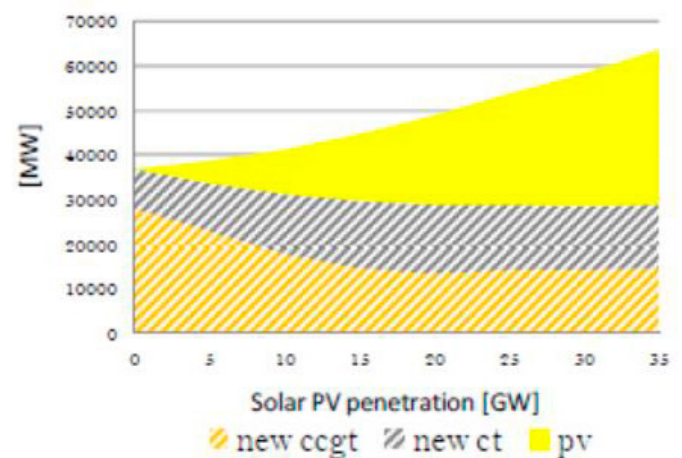


Figura 5. Necesidades de nueva inversión térmica frente a una amplia penetración solar. Caso ERCOT.

Así mismo, en la **Figura 6**, puede observarse la misma evolución pero en un sistema con mayor componente hidroeléctrico (California-USA).

En este caso, a mayor nivel de penetración solar, menor capacidad instalada de turbinas de gas.

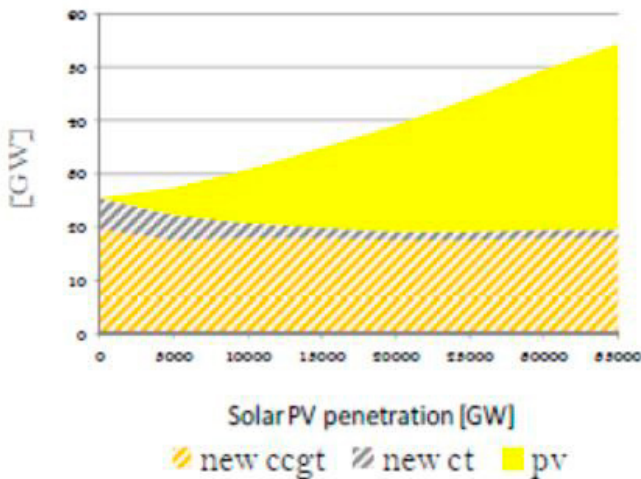


Figura 6. Necesidades de nueva inversión térmica frente a una amplia penetración solar. Caso California.

En ambas figuras se puede también observar cómo la nueva capacidad térmica requerida (el número total de MW instalados) disminuye sólo para bajos niveles de penetración solar. Es por esto que la capacidad firme de las plantas fotovoltaicas es ciertamente limitada.

## Impacto sobre la planificación de los sistemas de transporte

Debido a la naturaleza intermitente de la producción de la mayor parte de las tecnologías de generación renovable y del reparto no uniforme del recurso energético primario, es previsible que la integración de grandes cantidades de este tipo de tecnologías traigan consigo un significativo aumento de los flujos de potencia entre las distintas áreas de aquellos sistemas eléctricos que presentan una diversidad relevante así como un aumento de la variabilidad en las condiciones de carga. Si se pretende transportar grandes cantidades de energía desde áreas eléctricas alejadas podría resultar insuficiente la ejecución de obras de expansión. Por ello, se vuelve viable el uso de mayores niveles de tensión, sis-

temas de almacenamiento, equipos FACTS y tecnología de corriente continua. El desarrollo de las redes en este nuevo contexto y en el caso particular de sistemas regionales, deberá planificarse preferiblemente de una manera centralizada o al menos fuertemente coordinada, empleando un gran número de potenciales estados del sistema y alternativas tecnológicas durante el proceso de planificación.

El importante número de centrales renovables de pequeño tamaño con producción variable ubicadas de forma dispersa presentan muchos desafíos para la planificación de la red de transporte. A estos desafíos se añade la necesidad de representar el desarrollo de otras fuentes de energía, que transforma la planificación de la transmisión en un problema de gran complejidad. En términos regulatorios, el desafío es como armar un esquema de planificación que sea eficiente y con una asignación de costos correcta entre las renovables.

## Impacto sobre la planificación de los sistemas de distribución

Cuando la penetración de ERNC en los sistemas de distribución es relevante, los costos de operación de la red aumentan si se mantiene la estrategia business-as-usual, es decir, una gestión basada en limitarse a expandir su capacidad e instalar nuevos equipos. De hecho, el aumento en la incorporación de ERNC tiene dos tipos de impacto en la estructura de costos de la operación de la distribución.

En primer lugar, se requieren importantes inversiones para conectar esta generación distribuida a las redes de distribución, a fin de permitir la correcta gestión del aumento de la variabilidad en los flujos y las fluctuaciones en la demanda neta y las puntas de demanda.

También para instalar las tecnologías de la información necesarias que optimicen la operación del día a día de una red con una importante capacidad instalada de ERNC.

En segundo lugar, estas nuevas tecnologías de generación, combinadas con equipos de almacenamiento y de respuesta activa de la demanda ofrecen al mismo tiempo una serie de nuevos instrumentos para la operación de las redes y por tanto una herramienta que permite a los operadores de las distribuidoras cumplir más eficazmente su tarea de conseguir una distribución de energía eléctrica de manera fiable, segura y eficiente.

Estos nuevos recursos distribuidos permitirán una gestión activa de los sistemas de distribución y disminuir los costos totales de los distribuidores. Por ejemplo, la gestión de las ERNC y del consumo para solucionar congestiones puntuales de la red puede permitir retrasar la necesidad de realizar inversiones en nuevas redes.

Es posible actualmente encontrar un buen número de estudios que analizan el incremento en los costos de operación y planificación de la red de distribución derivados de la penetración de generación distribuida. La producción de estas instalaciones cambia los flujos en la red, modificando las pérdidas de energía. Este efecto puede ser positivo o negativo, dependiendo de un número de parámetros, a saber:

- el nivel de penetración,
- la concentración,
- la ubicación de la generación dentro del sistema, y de
- la naturaleza de las tecnologías.

Para bajos niveles de penetración, la generación distribuida tiende a reducir las pérdidas, puesto que la generación local es absorbida por la carga local. Cuando la penetración aumenta, la generación comienza a exceder la demanda local (en particular para líneas de baja carga y/o en el momento de baja demanda), lo que conduce a revertir los flujos y a incrementar las pérdidas.

La necesidad de reforzar la red dependerá en gran medida de cómo se gestione el sistema. Por otra parte, una red reconfigurable, es decir, una red que puede cambiar su topología y por lo tanto cambiar dinámicamente su respuesta al comportamiento de la carga y el suministro, puede permitir reducir las pérdidas y a asegurar una mayor penetración de generación renovable intermitente. En este contexto las inversiones en sistemas de protección, comando y medición integrados se vuelve muy relevante.

## Planificación de largo plazo: aspectos conceptuales

El objetivo básico de la planificación es determinar el conjunto de incorporaciones de proyectos en generación y en las redes de transmisión y distribución que permita un suministro *económico y confiable* de la demanda a lo largo del periodo de estudio (en general, de 5 hasta 20 años).

Este proceso de planificación se compone de las siguientes etapas:

- a) **definición de un plan candidato** – este plan es un conjunto de fechas de inversión y de entrada en servicio de los equipos de generación y transmisión. El plan, además, debe cumplir restricciones de inversión, tales como fechas mínimas y máximas

de entrada en operación, proyectos mutuamente excluyentes, etc. En la Figura 7. el plan candidato se representa por el vector  $x$ ; y el costo total de inversión, por la función  $I(x)$ ;

**b) análisis de la confiabilidad de suministro** – En este paso, el planificador calcula los índices de confiabilidad de suministro que resultarían de la implementación del plan candidato  $x$ , por ejemplo, la energía no suministrada (ENS) debido a restricciones y/o fallas de los equipos de generación y transmisión. Estos índices se representan por la función  $R(x)$ .

**c) criterios de confiabilidad** – a continuación, se verifica si los índices de confiabilidad  $R(x)$  son aceptables bajo los criterios de planificación.

**d) análisis operativo del plan candidato (despacho económico)** – Si el plan candidato  $x$  es aceptable bajo los criterios de confiabilidad del paso anterior (c), se simula la operación del sistema generación-transmisión para varios escenarios hidrológicos, fallas de equipos etc. y se calculan los índices operativos, por ejemplo, el costo operativo esperado de las plantas térmicas. Estos índices se representan por la función  $O(x)$ .

**e) comparación con el plan de referencia** – En este paso, se compara los atributos del plan candidato con los del plan de referencia, que es el mejor plan obtenido hasta ahora. Por ejemplo, un atributo podría ser el valor presente de los costos totales dado por la suma de los costos de inversión  $I(x)$  y del valor esperado del costo operativo  $O(x)$ . Otro atributo podría ser la varianza de este costo total, tomando en cuenta, por ejemplo, las incertidumbres en las condiciones hidrológicas y en las tasas de crecimiento de la demanda. Si, bajo los criterios

de comparación, el plan candidato es mejor que el plan de referencia, se actualiza el plan de referencia.

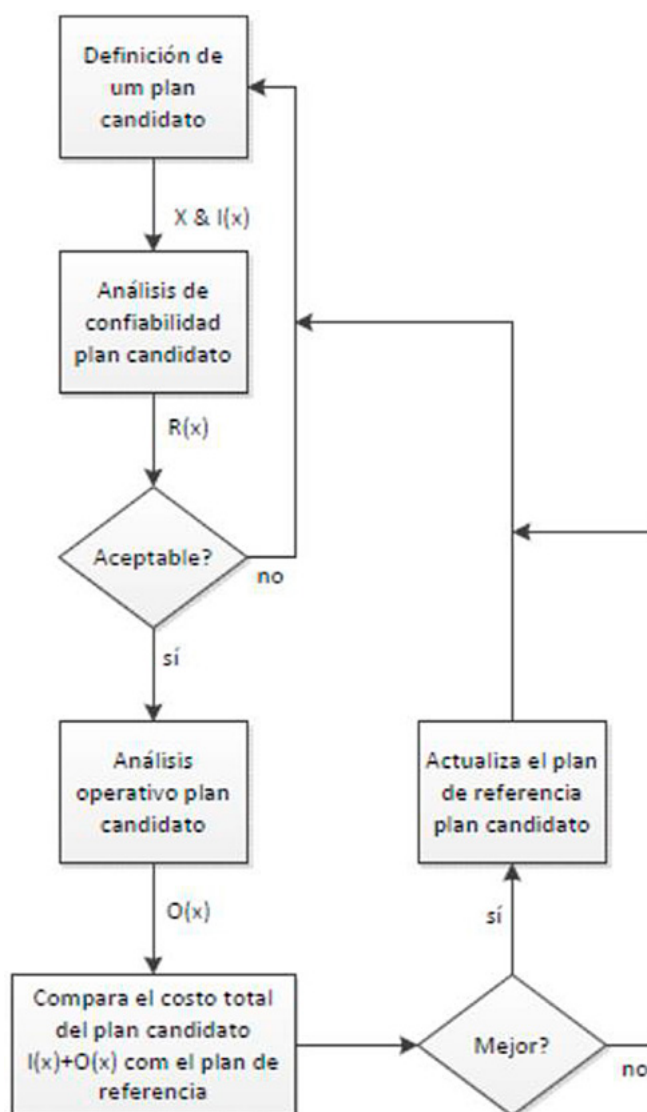


Figura 7. Proceso de Planificación.

## Conclusiones y recomendaciones

Con la penetración de las nuevas fuentes renovables no convencionales, la representación de la interacción del mix eólico y fotovoltaico con el hidrotérmico existente se complica significativamente.

En Latinoamérica los desafíos encontrados para conducir una planificación en un esquema de fuerte penetración de renovables están centrados en poder representar mejor y con más detalle la dinámica de la operación de corto plazo. Así mismo resulta indispensable modelar la incertidumbre propia de la aleatoriedad asociada a la gestión de los recursos hidráulicos y la inherente a los propios recursos renovables (de más corto plazo).

El alto componente hidráulico con capacidad de regulación (embalse) propio de muchos de los sistemas eléctricos en América Latina no ha planteado todavía la necesidad de considerar una mejor representación del problema de la operación en el corto plazo. Sin embargo, la rápida penetración eólica en curso y el desarrollo de la generación solar fotovoltaica, unido al hecho de que las nuevas centrales hidráulicas en su mayoría carecen de capacidad de regulación advierten la necesidad de avanzar en el desarrollo de herramientas para incorporar todos estos factores.

Este trabajo pretende ser una herramienta a partir de la cual se puedan considerar todas las variables relevantes que de forma integrada hacen al proceso de planificación y operación de la red. En el caso de América Latina, además de una buena representación de las nuevas ERNCs, será en cualquier caso importante representar adecuadamente la incertidumbre y correlación existente entre la producción de estas y las renovables convencionales (hidroeléctricas). De forma complementaria, debe considerarse todo el conjunto de tecnologías basadas en electrónica de potencia (Almacenamiento, FACTs y sistemas HVDC) como

instrumentos facilitadores de la planificación y operación del sistema a partir del mejor aprovechamiento temporal de las instalaciones.

## Referencias

- Renewable Systems Interconnection Study: Advanced Grid Planning and Operations. Mark McGranaghan, Thomas Ortmeyer, David Crudele, Thomas Key, Jeff Smith, Phil Barker. SAND2008-0944 P / Unlimited Release / Printed February 2008
- Ackermann, T. and V. Knyazkin (2012): Interaction between distributed generation and the distribution network: Operation aspects. IEEE/PES.
- EURELECTRIC. (2010). Integrating intermittent renewables sources into the EU electricity system by 2020: challenges and solutions. Union of the Electricity Industry
- GE Energy. (2010). Western wind and solar integration study. NREL . Golden, CO. NREL / SR -550-47434 [Online]: <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47434.pdf> / N. Kumar, P. Besuner, S. Lefton, D. Agan, and D. H illeman. (2012).
- Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos. Carlos Batlle. [www.iadb.org/energia](http://www.iadb.org/energia). 2014
- Power plant cycling costs. Intertek AIM. NREL. Sunnyvale, CA, Golden, CO. NREL /SR -5500-55433 [Online]: <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/55433.pdf>

# Aproximación inicial al monitoreo angular: coherencia entre el estimador de estados y la medición sincrofasorial

Mención especial como segundo mejor trabajo

## Área 5 – OPERACIÓN Y MERCADOS

### Autores

Jorge Enrique Gómez Castro  
Brayan Arboleda Tabares

### Empresas

XM S.A E.S.P  
CIDET  
Ubicación: Colombia  
Dirección (XM S.A E.S.P): Calle 12 sur 18-168  
Teléfono (XM S.A E.S.P): 3006207490  
E-Mail: jegomez@xm.com.co

**Palabras clave**—Energías renovables, no gestionabilidad, planificación, operación, desarrollo de red, matriz de generación.

### Resumen

La medición sincrofasorial es actualmente usada para supervisar el sistema eléctrico colombiano, facilitando su análisis dinámico y mejorando la confiabilidad y calidad del servicio. Algunos ejemplos de aplicaciones lo son el cálculo y supervisión en línea de oscilaciones, el monitoreo de la frecuencia y la detección de redes aisladas.

En este artículo se presenta una aproximación inicial de una propuesta para la supervisión en línea de la coherencia angular entre los resultados del estimador de estados tradicional y los valores sincrofasoriales calculados mediante las PMUs.

## Antecedentes

A través de los proyectos SIRENA y actualmente iSAAC, XM S.A E.S.P ha implementado en Colombia un sistema de supervisión sincrofasorial de área amplia (Wide Area Measurement System - WAMS) compuesto por unidades de medición fasorial (Phasor Measurement Unit - PMU), canales de comunicación, concentrador de datos fasoriales (Phasor Data Concentrator - PDC) y aplicativos (herramientas) que permiten supervisar y visualizar el comportamiento dinámico del sistema eléctrico.

El objetivo del proyecto iSAAC es diseñar e implementar la arquitectura necesaria para la futura supervisión y control en tiempo real, como una evolución natural del sistema SCADA/EMS, integrando: conciencia situacional avanzada, protección colaborativa y control descentralizado, tecnología de medición fasorial sincronizada, telecomunicaciones tipo-Internet, funcionalidades distribuidas del EMS (Energy Management Systems)/SE, tales como la estimación [1] y el almacenamiento en subestaciones.

Actualmente el proyecto iSAAC trabaja en desarrollos orientados a la implementación de métodos avanzados de análisis y supervisión del sistema eléctrico de potencia (SEP) con medición fasorial sincronizada (MFS).

El objetivo principal de este trabajo es presentar el método desarrollado para analizar la coherencia de la estimación de ángulos del estimador de estados (EE) con los ángulos del sistema de supervisión sincrofasorial de área amplia (WAMS) en diferentes condiciones del sistema eléctrico.

El presente documento contiene las consideraciones necesarias para el adecuado uso de los sincrofasores, la metodología para llevar ambos sistemas a la misma referencia y realizar la correcta comparación. Se

detallará la metodología desarrollada para evaluar de manera cuantitativa la coherencia angular entre el EE y el WAMS, se mostrarán y discutirán los resultados obtenidos, se presentarán las conclusiones obtenidas en el desarrollo del estudio y se harán recomendaciones con base en los potenciales usos de la herramienta desarrollada a ser tenidas en cuenta en trabajos futuros.

## Introducción

El punto de operación de un sistema de potencia nunca es estacionario, si no que cambia continuamente por la interacción dinámica entre generadores y consumidores (cargas), por cambios en unos y otros o por alteraciones topológicas de la red.

Estas continuas variaciones modifican las diferencias angulares entre los diferentes puntos (subestaciones) de la red.

Las mediciones en los sistemas SCADA tradicionales están formadas por magnitudes de voltaje y potencias activa y reactiva. El estimador de estados debe calcular los ángulos de estos voltajes (fasores) y ajustar las medidas de forma tal que representen de la mejor manera un punto de operación bajo unas condiciones topológicas (red eléctrica) definidas.

Sin embargo, el estimador de estados exporta resultados cada 15 minutos y por tanto este cálculo es solo útil para condiciones de estado cuasi estacionario del sistema o para pequeños cambios.

Por otro lado, la medición sincrofasorial permite tener una visión continua de la dinámica del sistema, pues a través de una adecuada plataforma de comunicaciones, es posible tener datos de hasta 60 veces por segundo, perfectamente sincronizados.



Dentro del proyecto iSAAC, se ha desarrollado una metodología que permite comparar ambas plataformas: el resultado de una estimación de estados tradicional y la medición continua con sincrofasores. Específicamente, se analiza la coherencia de las diferencias angulares de estas dos plataformas.

Del análisis en línea de estas discrepancias, pueden detectarse, entre otras cosas, errores de medición en cualquiera de las dos plataformas de supervisión, demostrando su complementariedad.

Adicionalmente, identificar áreas de la red eléctrica del sistema interconectado que requieran ajuste de los parámetros considerados en el estimador de estados. También, es posible detectar PMUs con pérdida de sincronización satelital o una conexión con fases invertidas.

Sin embargo, la utilidad más trascendental es ayudar al operador a identificar de manera temprana alteraciones súbitas en el sistema de potencia, resultado que

no es posible con el estimador de estados tradicional. Por esta razón, mediante el uso de la herramienta es posible mejorar la seguridad del sistema interconectado colombiano

## Consideraciones

### a) Tasa de sincrofasores por segundo a usar:

La periodicidad de los resultados del EE es muy diferente a la del WAMS: El EE provee resultados típicamente cada 10 - 15 minutos (valor configurable) mientras que el WAMS provee medidas cada 100 ms o menos. En la **Figura 1** se muestra la evolución de la diferencia angular entre el EE y el WAMS a lo largo de un día, utilizando los resultados del EE con una periodicidad de 15 minutos y medidas del WAMS cada segundo.

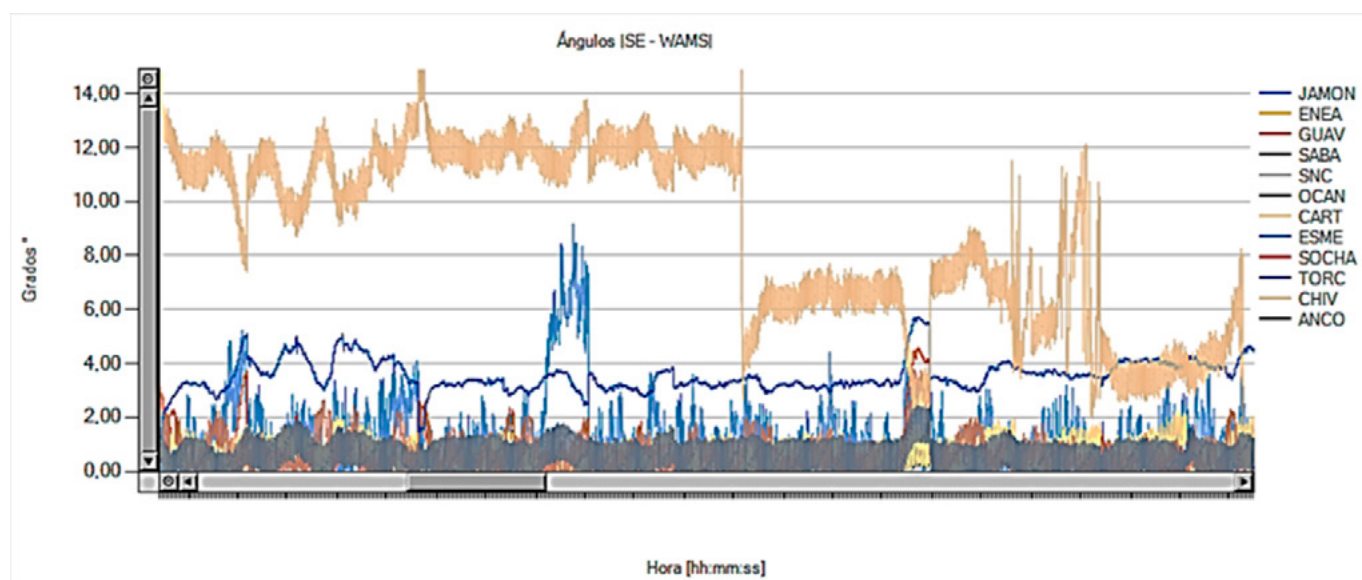


Figura 1. Evolución de la diferencia angular entre el EE y el WAMS con 60 datos por minuto.

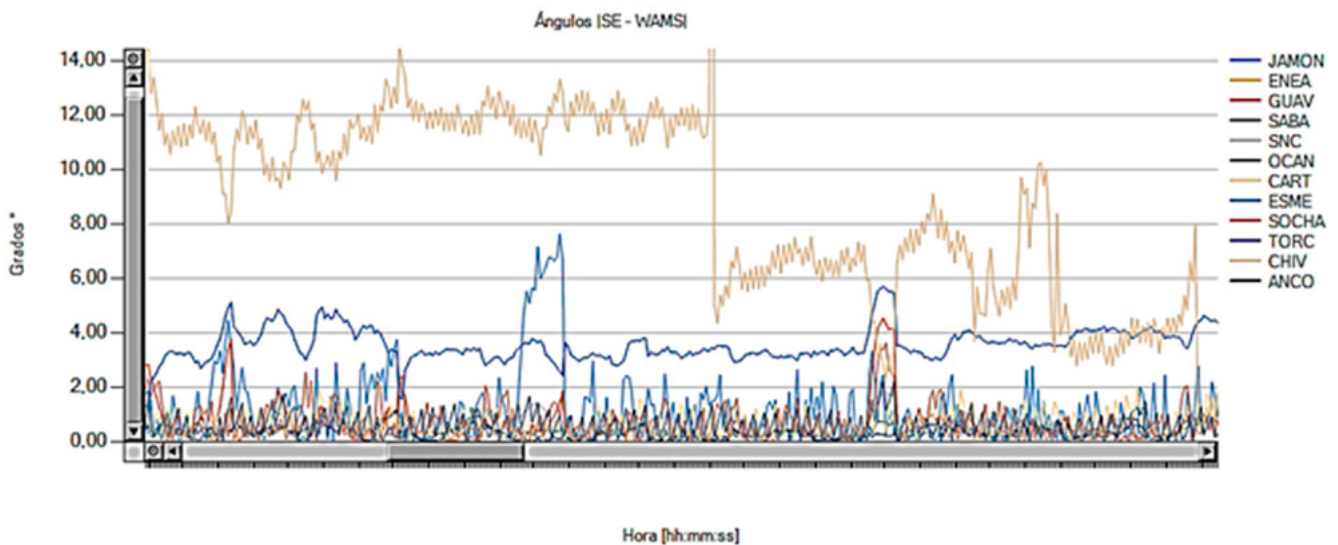


Figura 2. Evolución de la diferencia angular entre el EE y el WAMS con 2 datos por minuto.

La **Figura 2** muestra la evolución para la misma ventana de tiempo, pero utilizando dos medidas del WAMS por minuto, es decir, un sincrofasor cada 30 segundos.

Al comparar estos resultados se observa que el patrón de comportamiento es similar. Al utilizar las medidas del WAMS cada 30 segundos permite usar menos datos, lo que implica un menor tiempo de procesamiento de los mismos y una mayor facilidad para el operador de visualizar las graficas en un despliegue. En el presente estudio se usó un dato cada 30 segundos.

## b) Calidad de los datos sincrofasoriales:

El paquete de datos del estándar IEEE C37.118 mostrado en la **Figura 3** tiene un segmento (conjunto de bits) llamado STAT, reservado para indicar el estado de los datos sincrofasoriales. STAT indica si la PMU tiene un error o está desincronizada, si el dato es válido y fue almacenado correctamente, si el dato fue modificado, la calidad de la estampa de tiempo del dato, entre otras indicaciones.

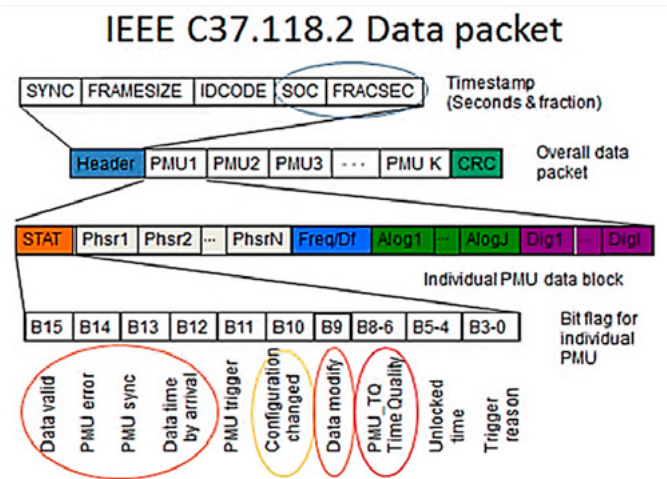


Figura 3. Paquete de datos del estándar IEEE C37.118. Tomado de [2]

Algunas causas identificadas que generan un estado anómalo son [3]:

- Limitaciones en el ancho de banda del canal de comunicaciones;
- Intermitencia en el envío de los datos provenientes de las PMUs;
- Pérdida de sincronización satelital;

- Pérdida de sincronización del PDC;
- Daño en la tarjeta de comunicación de la PMU o PDC;
- Desconexión accidental del cable de comunicación de la PMU;
- Desconexión de las señales de voltaje y de corriente en la PMU.

La metodología propuesta verifica según el estándar IEEE C37.118 el estado del dato sincrofasorial antes de ser usado. En caso de identificar un dato corrupto (contiene un estado diferente al normal) será reemplazado por *Not A Number* (NaN), es decir, que será removido con el fin de evitar usar datos erróneos y desplegar resultados erróneos.

### c) PMUs desincronizadas:

La referencia de una PMU a partir de la cual se hace la medición del ángulo de fase es el llamado Universal Time Coordinated (UTC). Si la PMU se desincroniza, la referencia será errónea y por consiguiente los ángulos medidos también lo serán. En la **Figura 4** se muestra la diferencia angular entre el EE y el WAMS a lo largo del día, con presencia de PMUs desincronizadas. El patrón identificado de las PMUs desincronizadas es una diferencia angular que aumenta o disminuye rápidamente alcanzando valores de  $\pm 180^\circ$ .

En la **Figura 4** se observa un patrón que no permite al operador identificar un estado anómalo en el sistema. Como consideración adicional, se propone filtrar los ángulos de las PMUs desincronizadas.

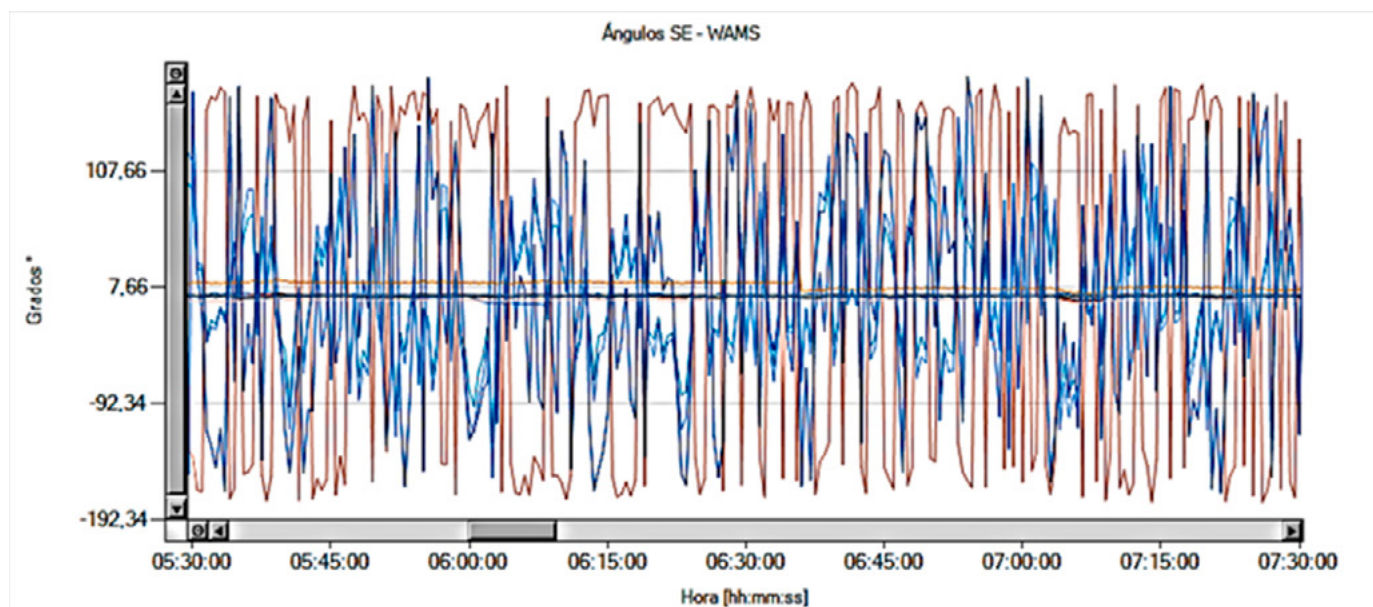


Figura 4. Diferencia Angular entre el EE y la WAMS con PMUs desincronizadas

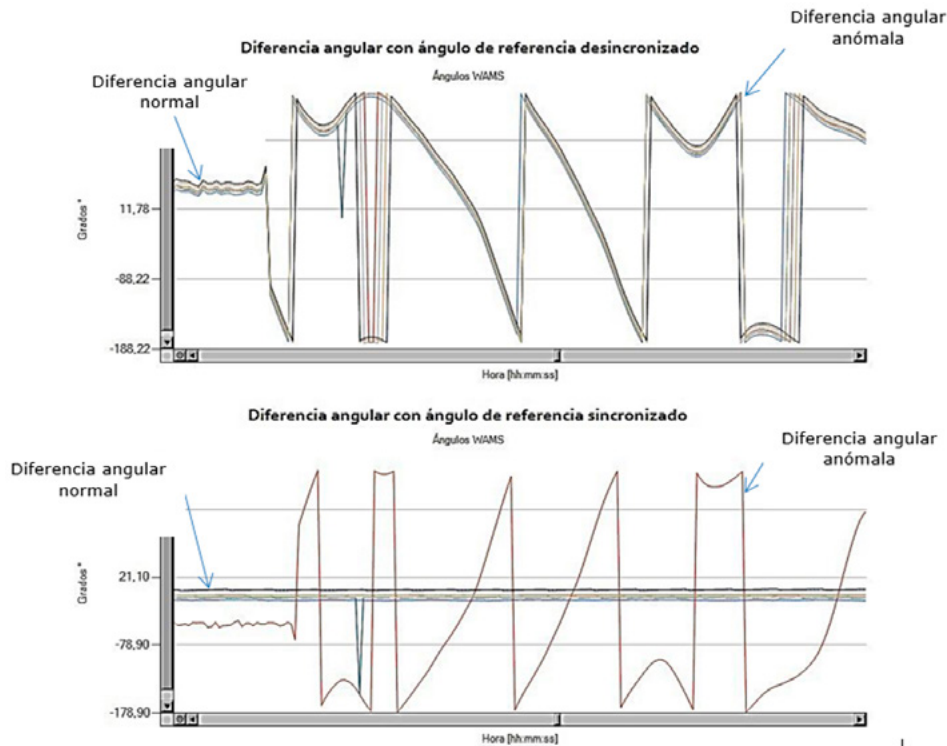


Figura 5. Diferencia angular usando un ángulo de referencia sincronizado y desincronizado

### d) Ángulo de referencia desincronizado:

En la parte superior de la **Figura 5** se observa la diferencia angular entre el ángulo de cada PMU respecto al ángulo de una PMU desincronizada. Nótese como todas las diferencias angulares presentan el comportamiento anómalo de una PMU desincronizada (cambios rápidos). En la parte inferior de la **Figura 5** se observa la diferencia angular entre el ángulo de cada PMU respecto al ángulo de una PMU sincronizada. En este caso se observa que sólo la PMU desincronizada presenta cambios rápidos.

## Metodología

### a) Selección de la referencia:

Para comparar los ángulos calculados por el EE y los medidos en el WAMS, es necesario escoger un mismo punto del sistema (subestación) como referencia en ambos, como se ilustrará a continuación.

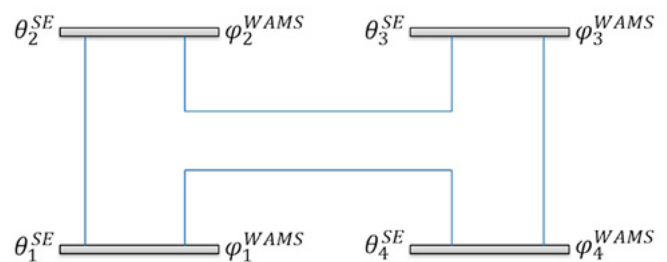


Figura 6. Sistema de cuatro barras.

Para calcular el ángulo estimado por el EE en la barra 2 respecto a la barra 1 se procede como se indica en la ecuación (1):

$$\theta_2'^{SE} = \theta_2^{SE} - \theta_1^{SE} \quad (1)$$

De igual modo para calcular el ángulo medido por la PMU en la barra 2 respecto a la PMU de la barra 1 se procede según la **ecuación (2)**:

$$\varphi_2'^{WAMS} = \varphi_2^{WAMS} - \varphi_1^{WAMS} \quad (2)$$

De esta manera se obtiene el ángulo del EE  $\theta_2'^{SE}$  y del WAMS  $\varphi_2'^{WAMS}$  en la barra 2 respecto a la barra 1, independiente de la referencia usada en el EE

$(\theta_{referencia SE})$  y en el WAMS  $(\theta_{referencia UTC})$ .

Ahora, es posible comparar los ángulos del EE y el WAMS debido a que ambos sistemas tienen la barra 1 como referencia; para calcular la diferencia angular entre el EE y el WAMS en la barra 2 se procede según la ecuación (3):

$$\theta_2^{SE} - \varphi_2^{WAMS} = (\theta_2^{SE} - \theta_1^{SE}) - (\varphi_2^{WAMS} - \varphi_1^{WAMS}) \quad (3)$$

Reescribiendo la ecuación (3) se obtiene la ecuación (4).

$$(\theta_2^{SE} - \varphi_2^{WAMS}) + (\varphi_1^{WAMS} - \theta_1^{SE}) = \Delta\vartheta_2 + \Delta\vartheta_1 \quad (4)$$

Donde  $\Delta\vartheta_2$  es la diferencia entre el ángulo del EE y del WAMS independiente de la referencia (barra 2) y  $\Delta\vartheta_1$  es la diferencia angular entre el ángulo del EE y el WAMS elegido como referencia (barra 1).

La diferencia angular entre el EE y el WAMS depende de la diferencia entre los ángulos elegidos como referencia. Por esta razón al cambiar la subestación de referencia, la diferencia angular entre el EE y el WAMS varía.

En el presente estudio se usa como ángulo de referencia a la subestación La Miel 230 kV, debido a que las diferencias angulares promedio observadas entre el EE y el WAMS son las menores. De este modo al ser usada como referencia, se reduce el error aportado por la subestación referencia. La elección también se debe a la disponibilidad y la correcta sincronización de datos sincrofásicos en el periodo de tiempo de estudio.

**b) Selección de datos:**

El Estimador de Estados de XM S.A E.S.P exportaba resultados cada 15 minutos en el periodo de tiempo de

análisis, mientras que el WAMS provee medidas cada 100 ms (10 fasores por segundo). En otras palabras, por cada vector de ángulos de voltaje provenientes del estimador de estados  $[VA]^{SE}$  (ver ecuación 5), se tienen 9000 vectores de ángulos de voltaje provenientes del WAMS  $[VA]^{WAMS}$  (ver ecuación 6).

$$VA^{SE} = \begin{bmatrix} VA_{Subestación 1}^{Periodo 1} \\ \vdots \\ VA_{Subestación n}^{Periodo 1} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$VA^{WAMS} = \begin{bmatrix} VA_{Subestación 1}^{Periodo 1} & \dots & VA_{Subestación 1}^{Periodo 9000} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ VA_{Subestación n}^{Periodo 1} & \dots & VA_{Subestación n}^{Periodo 9000} \end{bmatrix} \quad (6)$$

Al obtener un resultado del EE con una estampa de tiempo (t), se compara con el dato del WAMS con una estampa de tiempo (t - 7,5 minutos), luego se compara con el siguiente dato del WAMS y se repite el procedimiento hasta comparar el resultado del EE con el dato del WAMS con una estampa de tiempo (t + 7,5 minutos). Este procedimiento se repite hasta tener disponible el siguiente resultado del SE. En la Figura 7 se observa la metodología propuesta para comparar en el tiempo los datos del EE y del WAMS.

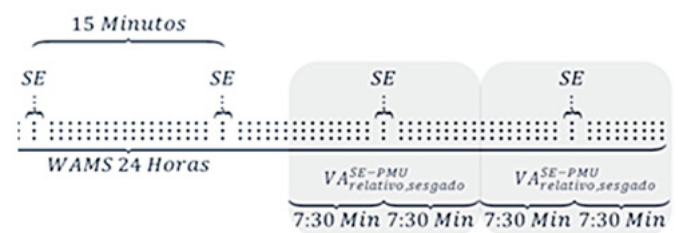


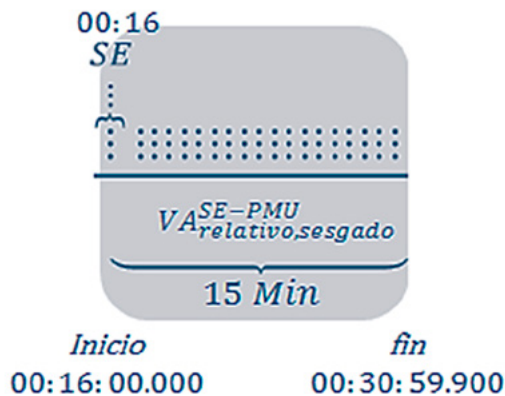
Figura 7. Método para la comparación entre el EE y el WAMS usando datos históricos.

El intervalo de tiempo de 7.5 minutos corresponde a un medio del tiempo entre resultados del SE, es decir si el EE suministra resultados cada 15 minutos, el intervalo de tiempo será de 7.5 minutos. De esta manera, la comparación iniciaría con el dato del WAMS con una estampa de tiempo (t - 7.5 minutos) y finalizaría con una estampa de tiempo (t + 7.5 minutos). Este

método de comparación es posible solamente cuando se utilizan datos históricos.

Para datos en línea, el resultado del EE con la estampa de tiempo (t) se compara con el dato del WAMS con la misma estampa de tiempo (t), luego se compara con el siguiente dato del WAMS y se repite el procedimiento hasta que se tenga el siguiente resultado del SE. En la **Figura 8** se observa la comparación en el tiempo de los datos del EE con los datos del WAMS en línea.

En el presente trabajo se analizará la coherencia angular entre el EE y el WAMS por medio de datos históricos.



**Figura 8.** Selección de datos a comparar entre el EE y el WAMS usando información en línea.

Existen periodos en los que el EE no converge, por lo tanto, no tiene un resultado para ser comparado con los datos de la WAMS. Por esta razón, los datos de la WAMS se comparan siempre con el último resultado del EE hasta que se obtenga el siguiente.

### c) Diferencia angular entre el EE y el WAMS:

Aplicando la ecuación (7) y (8) en los diferentes nodos del sistema, se obtiene un vector con los ángulos provenientes del EE relativos a la referencia seleccionada ( $\theta_1^{SE}$ ) y un vector con los ángulos obteni-

dos del WAMS relativos a la referencia seleccionada ( $\theta_1^{WAMS}$ ).

$$VA_{relativo}^{WAMS} = VA_{vector}^{WAMS} - \theta_{M\ absoluto} \cdot I \quad (7)$$

$$VA_{relativo}^{SE} = VA_{vector}^{SE} - \theta_{M\ absoluto} \cdot I \quad (8)$$

Donde  $I = [1, 2, \dots, n]^T$ , es el vector unitario,  $\theta_{M\ absoluto}$  es el ángulo seleccionado como referencia,  $VA_{vector}^{WAMS}$  y  $VA_{vector}^{SE}$  son los ángulos de cada subestación importados del WAMS y del EE respectivamente,  $VA_{relativo}^{WAMS}$  es el vector de ángulos provenientes del WAMS relativos a la referencia seleccionada,  $VA_{relativo}^{SE}$  es el vector de ángulos provenientes del EE relativos al ángulo seleccionado como referencia [4].

Debido a que  $VA_{vector}^{WAMS}$  y  $VA_{vector}^{SE}$  tienen la misma referencia pueden ser comparados, para ello se procede a calcular la diferencia entre los vectores tal como se indica en la ecuación (9).

$$VA_{relativo}^{WAMS-SE} = VA_{relativo}^{WAMS} - VA_{relativo}^{SE} \quad (9)$$

Con el resultado de la **ecuación (9)** se obtiene la diferencia entre el ángulo medido en el WAMS y el ángulo estimado en el SE.

Con el propósito de tener una mejor visualización de la diferencia entre los ángulos del EE y del WAMS, se grafica el valor absoluto de  $VA_{relativo}^{WAMS-SE}$  obtenido por medio de la ecuación (10).

$$|VA_{relativo}^{WAMS-SE}| \quad (10)$$

### d) Procedimiento:

El procedimiento inicia importando los datos del EE y de las PMUs, luego se acondicionan (verifican) los datos sincrofasoriales acorde a las consideraciones de-

finidas anteriormente. Posteriormente se selecciona la subestación de referencia y se realizan los cálculos presentados en las ecuaciones (7) y (8), con el fin de llevar ambos sistemas a la misma referencia.

Puesto que no se tiene medición sincrofasorial en todas las subestaciones de la red eléctrica, se mapean los puntos de medición del WAMS con los nodos del EE, y las diferencias angulares se calculan únicamente para estos sitios.

El procedimiento finaliza realizando el cálculo presentado en la ecuación (9). En la **Figura 9** se muestra el diagrama del procedimiento descrito.

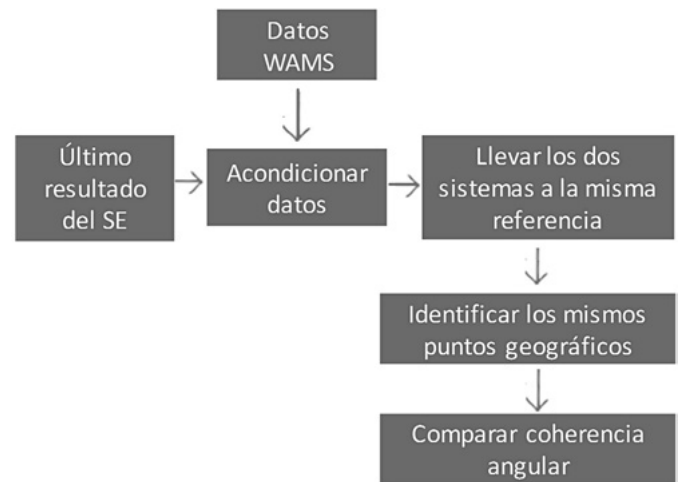


Figura 9. Diagrama de la metodología desarrollada..

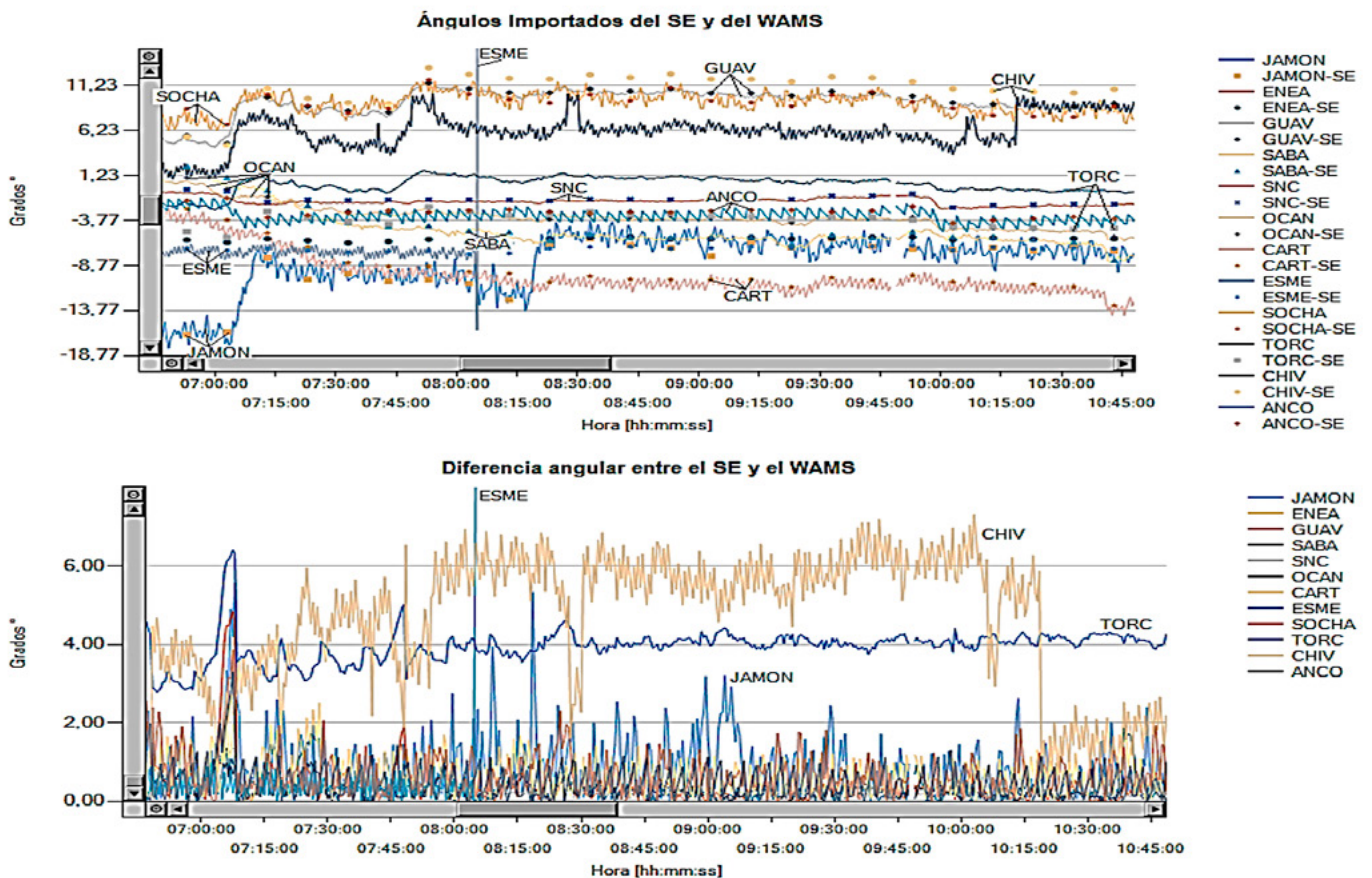


Figura 10. Validación de la coherencia angular entre el Estimador de Estados y el WAMS en un día.

## Resultados

El comportamiento a lo largo de un día de los ángulos del EE y del WAMS, relativos a la subestación La Miel 230 kV, se muestran en la **Figura 10**, en la cual se destacan los cambios del ángulo de la subestación Jamondino. A pesar de dichos cambios, los resultados del EE y del WAMS siguen el mismo comportamiento.

A excepción de Torca (TORC) y Chivor (CHV), los otros puntos comparados mantienen una diferencia angular promedio menor de  $1^\circ$ , indicando coherencia entre ambos sistemas para estos nodos del SEP.

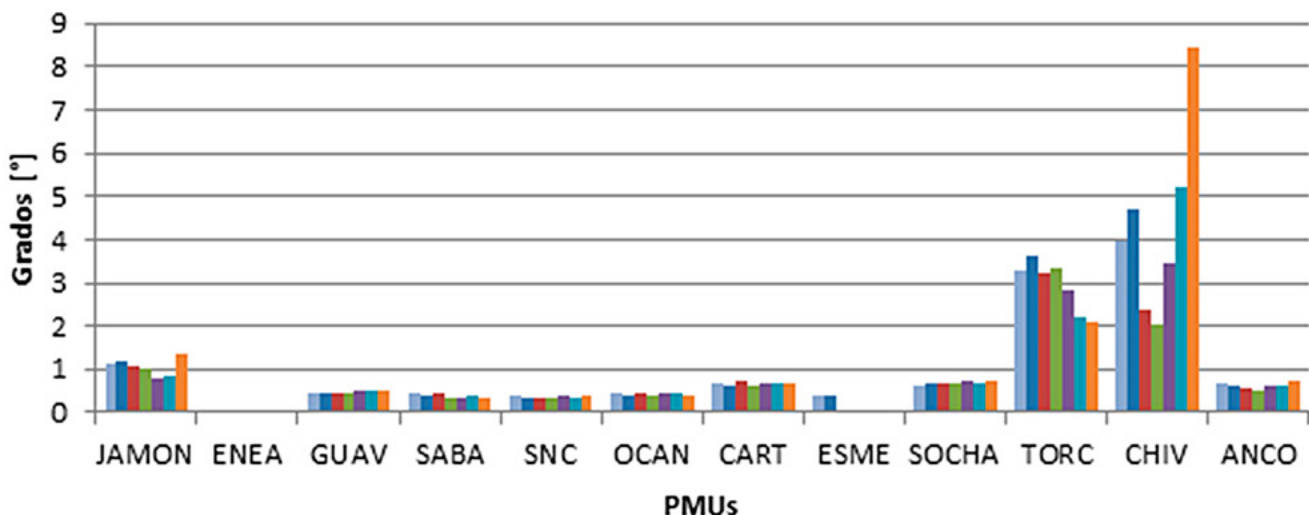
En Torca se observa que el ángulo del WAMS es mayor al estimado por el EE haciendo que su diferencia angular promedio sea alrededor de  $4^\circ$ , por lo tanto, en dicho nodo no hay coherencia angular. El comportamiento angular suministrado por el WAMS en Chivor, no se ve reflejado en los resultados del EE. Por

esta razón la diferencia angular entre los dos sistemas aumenta en algunos periodos de tiempo llegando a valores de  $6^\circ$ , tal como se observa en la **Figura 10**.

En el presente estudio se analizaron los datos históricos del EE y del WAMS en diferentes condiciones del SEP por un periodo de dos semanas.

En la **Figura 11** se observa para cada subestación, el promedio de la diferencia angular entre el EE y el WAMS en la primera semana de análisis. Se evidencia como los nodos Torca y Chivor presentan la menor coherencia angular entre el EE y el WAMS, pues presentan diferencias mayores a  $2^\circ$  entre los dos sistemas.

Los demás nodos estudiados: Anconsur, Sochagota, Esmeralda, Termocartagena, San Carlos, Ocaña, Sabanalarga, Guavio y Jamondino tienen ángulos coherentes entre el EE y el WAMS al presentar una diferencia angular menor o en torno a  $1^\circ$ .



**Figura 11.** Diferencia angular promedio entre el EE y el WAMS en una semana.



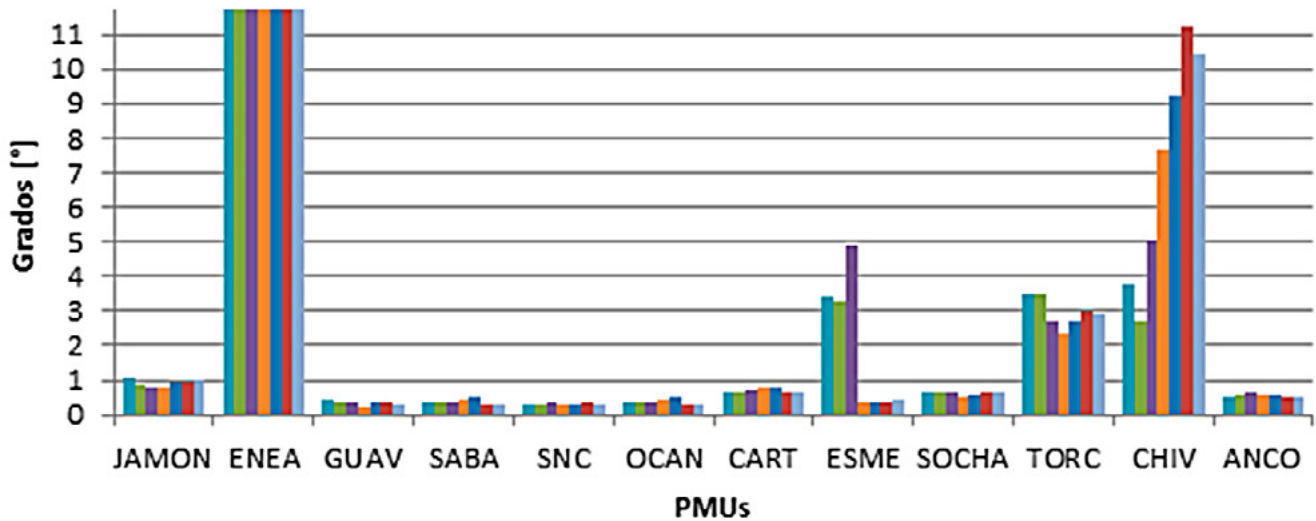


Figura 12. Diferencia angular promedio entre el EE y el WAMS en una semana.

En esta gráfica La Enea no presenta datos debido a la pérdida de sincronización de esta PMU durante el periodo de análisis.

En la **Figura 12** se presenta, para cada subestación, el promedio de la diferencia angular entre el EE y el WAMS en la segunda semana de análisis. Nuevamente, Torca y Chivor presentan la menor coherencia angular pues presentan diferencias angulares mayor a 2° entre los dos sistemas.

La Enea presenta desviaciones elevadas debido a problemas de sincronización durante el periodo de tiempo de análisis. La PMU de La Esmeralda se desincronizó intermitentemente los primeros 3 días de análisis, ocasionando desviación apreciable en estos días. Este hecho permitió identificar que en este equipo se estaba presentando una anomalía en la calidad de los datos.

Los demás nodos estudiados: muestran ángulos coherentes al presentar diferencias angulares menores o cercanas a 1°.

## Conclusiones

- La metodología ha sido desarrollada para medir de manera cuantitativa la coherencia entre el EE y el WAMS.
- La medición de la coherencia angular ha mostrado ser útil, por ejemplo, para identificar errores en los valores reportados por ambos sistemas.
- En términos generales, se observa coherencia angular entre estos dos sistemas de monitoreo del sistema eléctrico colombiano.

- En varias subestaciones específicas se encontró de forma persistente diferencias angulares superiores a 1°, indicando la necesidad analizar en detalle la situación para identificar las causas.
- Después ejecutado el EE, se observa en ocasiones como a medida que pasa el tiempo la diferencia angular entre el EE y el WAMS aumenta, condición que sirve para indicarle al operador que los resultados del EE están desactualizados.
- Adicionalmente, la propuesta permite identificar zonas que presumiblemente requieren validación de parámetros de la red eléctrica (líneas y transformadores).
- La propuesta permite identificar problemas relacionados a la medición sincrofasorial, tales como fases invertidas, desincronización de equipos, datos anómalos, entre otros.
- La metodología propuesta permite identificar cambios de condición en el punto de operación del sistema, por ejemplo, transferencias por una alteración topológica.
- Se debe calcular la diferencia angular entre el EE y el WAMS utilizando cada subestación como referencia. La subestación que presenta la menor diferencia angular promedio en todos los casos debe ser elegida como referencia para comparar los ángulos del EE y del WAMS. La menor diferencia angular entre el EE y el WAMS, la disponibilidad y la correcta sincronización de datos sincrofasoriales en el periodo de tiempo de estudio justificaron a La Miel como subestación de referencia en el periodo de tiempo de análisis.

## Recomendaciones

- Se debe profundizar en la identificación y filtrado de los datos sincrofasoriales anómalos.
- Se recomienda caracterizar las diferencias angulares entre el EE y el WAMS con el fin de identificar cambios súbitos atípicos de la diferencia angular entre el EE y el WAMS y posteriormente alertar a los operadores
- Estudiar la relación que podrían existir entre los cambios angulares que se presenta en Torca y Chivor con la operación del SEP, eventos del sistema, servicio de AGC.

## Referencias

- [1] R. A. León C., J. E. Gómez C., S. Sánchez y J. Castaño, «Sistema Inteligente De Supervisión Y Control Avanzado De Tiempo Real – Proyecto Isaac,» Jornadas Técnicas ISA, p. 10, 2012.
- [2] P. Ken Martin y Mo Jianzhong, «Synchro-Phasor Data Conditioning and Validation Project Phase 1, Task 3 Report: Algorithms and methods for data validation and conditioning,» Electric Power Group, 2013.
- [3] P. Ken Martin, P. Palayam, I. Singh, C. Sun, X. Wang y D. J. Sobajic, «Synchro-Phasor Data Conditioning and Validation Project Phase 1, Task 2 Report: Best Practice Recommendations for Synchrophasor Systems: Administration, Planning and Implementation, and Operation and Maintenance,» Electric Power Group, 2013.
- [4] Q. Zhang, X. Luo, D. Bertagnolli, S. Maslennikov y B. Nubile, «PMU data validation at ISO New England,» Power and Energy Society General Meeting (PES), IEEE , 2013.

# GEOSELEÇÃO - Como a aplicação de Data-mining geográfico possibilitou o aumento de 22% na arrecadação da atividade de cobrança via suspensão de fornecimento de energia

## Mejor trabajo

## Área 6 – DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA (COMERCIAL)

### Autores

Mateus Prates De Andrade Rodrigues  
Adenilton Dos Santos Costa

### Empresa

COELBA – Companhia de Eletricidade do  
Estado da Bahia

**Ubicación:** Salvador, Bahia, Brasil

**Dirección:** Av. Edgard Santos, 300

**Código Postal:** 41.192-005

**Teléfono:** + 55 71 3370-5824

**E-Mail:** mprates@neoenergia.com

**Palabras clave**—Geoseleção, Geoprocessamento, Recuperação de Crédito, Índice de arrecadação.

### Resumo

A crise econômica vivida no Brasil desde 2014 impactou nos aumentos de inadimplência das concessionárias de energia, refletindo nos resultados financeiros e operacionais da companhia. O cenário supracitado motivou o estudo e desenvolvimento de algoritmos de inteligência artificial que permitissem a maximização logística/financeira da seleção da cobrança de inadimplentes pela ação de suspensão de fornecimento de energia elétrica.

O referido algoritmo, denominado mpar-cluster, foi estudado, aprimorado, simulado e validado internamente pela equipe, tendo o seu piloto aplicado em uma unidade operacional do interior da Bahia - Brasil, em 2015.

Tecnicamente, o algoritmo mpar-cluster tem um viés de identificar o cliente alvo e selecionar os melhores vizinhos, maximizando o montante total acionado por equipe de cobrança de campo.

O projeto demonstrou trazer mais eficiência às ações de execução em campo na medida em que aumentou o montante acionado em 65%, ampliou em 22% a arrecadação e reduziu significativamente a dispersão das notas de campo. Em 2016, o estudo foi aplicado em definitivo a 100% da seleção executada na referida empresa, melhorando a performance das mais de 1 milhões de ordem de serviço suspensão de fornecimento de energia elétrica executadas no referido ano.

## Introdução

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA vivencia atualmente o cenário nacional de crise socioeconômico, fator que incide diretamente no índice de inadimplência da população e impacta em diversos setores da economia. Diante deste cenário intensifica-se a necessidade de aprimorar o processo de ações de cobrança, com destaque para ação de suspensão do fornecimento de energia elétrica, uma das mais caras e com uma das logísticas mais complexas, dentre as opções de ações de cobrança.

No que tange à cobrança via corte de energia, temos uma atividade com um nível de complexidade associado à capilaridade das estradas, somado as limitações contratuais operacionais definidas em planejamento, a partir do custo operacional da turma e da perspectiva de retorno com a ação. Desta forma, dentro de um

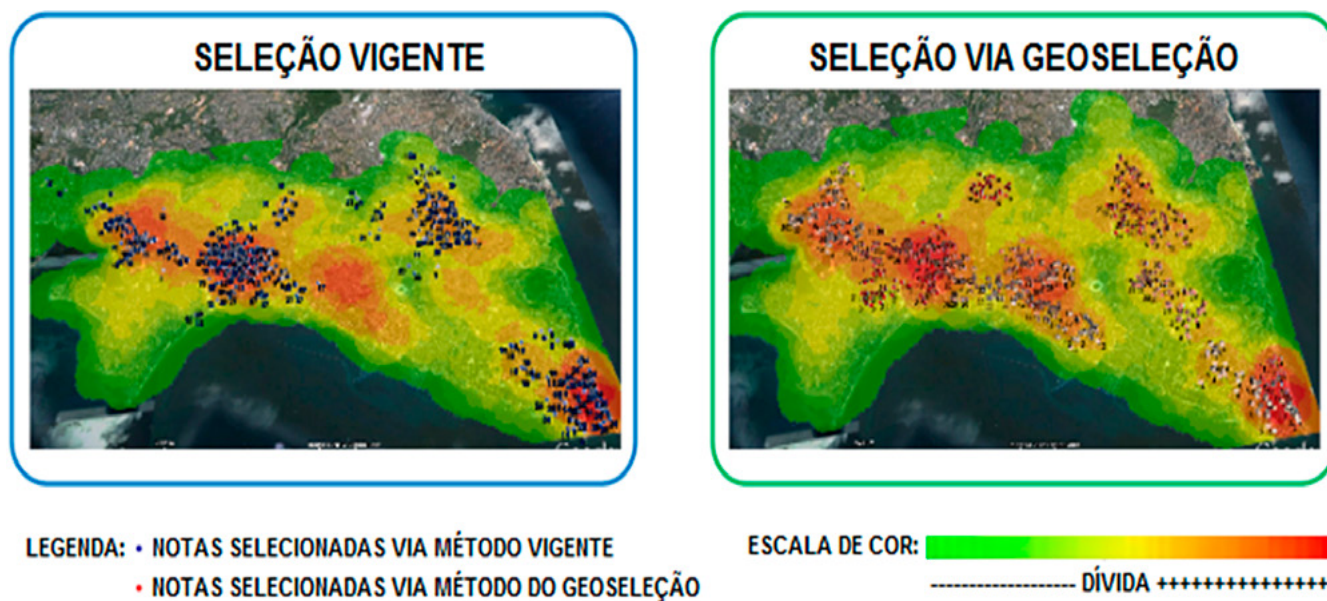


Figura 1. Comparativo entre modelos. Fonte: Coelba (2015).

universo de clientes suscetível na ordem de milhões e frente a uma capacidade operacional de 10% do total, o desafio é saber como maximizar o retorno, selecionando os melhores contratos logisticamente exequíveis.

Rodrigues e Copque (2014) apresentam no estudo do algoritmo mpar-cluster uma lógica de seleção baseada em raio de atuação, limitando logicamente a dispersão de atuação das turmas e selecionando as notas mais interessantes ao redor do alvo. Em análises apresentadas no referido estudo, foram simuladas seleções com ganhos no montante acionado variando entre 100 a 440%, operando em um raio de atuação 3 vezes menor.

Esse potencial comparativo de ganho pode ser visualmente evidenciado a partir da ilustração abaixo, referente a análise da seleção vigente em comparação a proposta de seleção via algoritmo de geoseleção. Destaque na imagem para mancha de calor ao fundo dos pontos onde quanto mais vermelho melhor e maior a concentração de dívida.

Fica evidente na imagem da seleção vigente que há muitas manchas em vermelho sem o acionamento de notas, além da evidente dispersão de notas, onde pontos de notas em azul foram gerados em regiões em tom de verde, menor concentração de dívida. Enquanto que na geoseleção, gerada de forma automática pelo algoritmo proposto, temos o acionamento bem concentrado nas manchas de maior dívida, o que implica um aumento significativo no montante total acionado, quando comparado à modelagem vigente na época.

No estudo, foram realizadas diversas simulações diárias, evidenciando que esse potencial de ganho com a nova lógica de seleção é diário e contínuo, o que projetou uma grande projeção de ganho com a utilização da modelagem desenvolvida. A partir desse estudo apresentado, buscou-se nesse trabalho aplicar um projeto piloto de forma a validar os ganhos reais e os efeitos colaterais da aplicação da referida modelagem. Assim,

o algoritmo de geoseleção foi implantado e estudado durante 6 meses no centro de trabalho de Alagoinhas, interior da Bahia.

## Desenvolvimento

**Implantação do Geoseleção** - A unidade de programação e controle de recuperação de crédito da COELBA realiza o planejamento das atividades gerenciais e operacionais de recuperação de crédito, onde estas atividades são definidas com o intuito de gerenciar a inadimplência. Todos os métodos adotados são norteados segundo procedimentos definidos na resolução Nº 414/2010 da ANEEL.

A implantação do algoritmo de geoseleção restringiu-se somente ao centro de trabalho de Alagoinhas, um dos quarenta e três centros de trabalho da Coelba, devido à proximidade à sede e por ser uma região amostral representativa e de baixo impacto em casos de intercorrências. Desta forma, o piloto iniciou em primeiro de julho de 2014 até o último dia do ano de 2014, possibilitando uma análise completa e integral entre os resultados operacionais semestrais do referido centro de trabalho.

Tecnicamente, o algoritmo mpar-cluster tem um viés de identificar o cliente alvo e selecionar os melhores vizinhos, maximizando o montante total acionado por turma. Desta forma, cria-se uma dependência da informação geográfica do cliente. No referido piloto, os dados geográficos utilizados eram relacionais, baseado no cadastro de poste vinculado ao cliente e a real coordenada geodésica capturada para o referido poste.

Nos primeiros meses de seleção, os resultados apresentados foram muito animadores apresentando um ganho médio sobre o montante financeiro acionado na ordem de 57%, com picos variando de 26% a 334%. Analisan-

do os menores picos de ganho, verificou-se que havia dívidas mais interessantes que, devido à limitação logística de atuação contratual, foram impedidas de serem selecionadas pelo algoritmo. Desta forma, a distribuição logística e a poligonal de delimitação operacional das zonas tiveram de ser re-estudadas e re-definidas.

Para análise de redesenho operacional de zonas, foram levados em consideração: o estudo do histórico de suscetibilidade à ação de suspensão do fornecimento de energia, histórico de execução de serviço, rede de baixa e média tensão, além das rodovias. Abaixo temos na **Figura 2** a evidência de como era a distribuição geográfica das áreas de atuação antes e após o estudo desenvolvido pela equipe para otimização geoespacial das poligonais.

## Resultados obtidos

Após 6 meses de projeto e diversos ajustes de parametrização, foram medidos os resultados, comparando o método vigente com a modelagem geoespacial. Foi desenvolvida uma primeira comparação resumindo diariamente o montante total acionado pelo modelo

vigente e comparando com o montante total acionado no dia pelo algoritmo geoespacial, durante o período de vigência do piloto. Em um segundo momento, foram analisados os montantes acionados e as respectivas arrecadações, comparando as notas selecionadas no primeiro semestre pelo método vigente versus as notas selecionadas no segundo semestre via algoritmo mpar-cluster.

Na comparação diária entre os modelos, verificou-se uma otimização média no acumulado do trimestre na ordem de 65%, representando um acréscimo de mais de 1 milhão no total acionado em comparação à proposta de seleção que seria efetuada pela antiga modelagem. Abaixo segue a **Figura 3** contendo detalhes do acumulado mensal comparativo dos modelos de seleção efetuado no segundo semestre de 2014.

MÊS_ANO	COMPARAÇÃO		GEOSELEÇÃO		SELEÇÃO VIGENTE	
	GANHO NORMALIZADO	QTD	MONTANTE	QTD	MONTANTE	
072014	57%	1.517	R\$ 544 Mil	1.343	R\$ 313 Mil	
082014	53%	1.805	R\$ 477 Mil	1.562	R\$ 273 Mil	
092014	61%	1.702	R\$ 483 Mil	1.667	R\$ 290 Mil	
102014	78%	1.655	R\$ 521 Mil	1.768	R\$ 314 Mil	
112014	53%	1.328	R\$ 358 Mil	1.327	R\$ 239 Mil	
122014	34%	1.477	R\$ 414 Mil	1.445	R\$ 314 Mil	
<b>TOTAL</b>	<b>65%</b>	<b>9.484</b>	<b>R\$ 2.797 Mil</b>	<b>9.112</b>	<b>R\$ 1.743 Mil</b>	

Figura 3. Comparativo diário entre o modelo de seleção vigente e a proposta de geoseleção. Fonte: Rodrigues (2015).

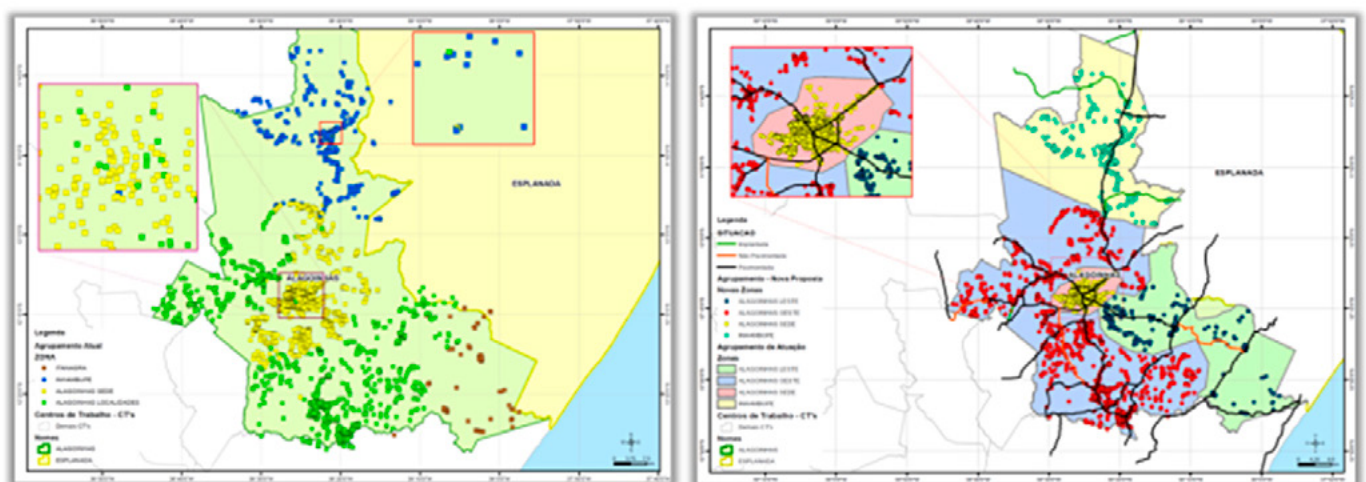


Figura 2. CT de Alagoinhas delimitado pelas respectivas Zonas. Fonte: Costa, COELBA (2016).

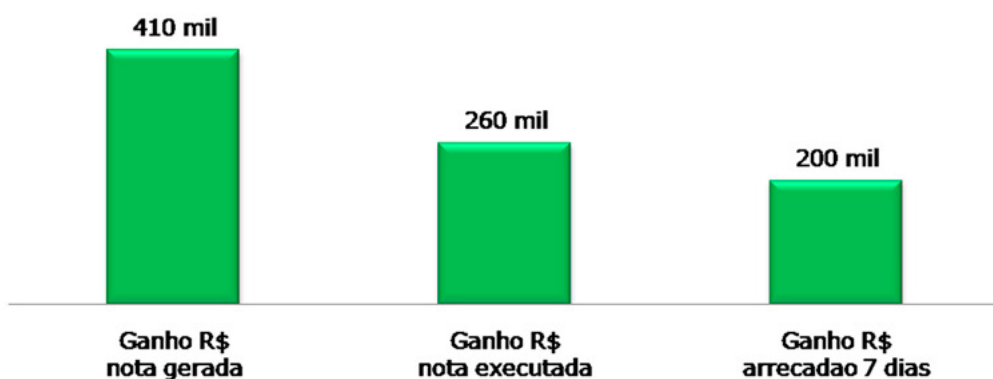
Na análise comparativo financeira e de arrecadação comparativa dos semestres, conforme detalhado na imagem 4, temos que as quantidades de notas geradas no primeiro semestre foram quantitativamente próximas as quantidades geradas no segundo semestre, com uma diferença de 15 notas. Contudo, quando comparado a quantidade de notas executadas em campo no segundo semestre, foi verificado uma redução de 5% ou 300 notas a menos executadas. Essa redução na quantidade de notas executadas foi relacionada ao empréstimo de turmas para a área operacional com foco em atender um aumento de chamados em áreas chuvosas da região.

Mesmo considerando o empréstimo de turmas e a consequente redução de 5% no total de notas executadas, verificou-se que o projeto gerou 16% de aumento no montante total acionado gerado e 17% de aumento no montante total acionado executado. Essa otimização no montante possibilitou uma maximização de 22% no montante arrecadado, conforme detalhado na **Figura 4**.

O ganho adicional de 5%, quando comparado os 22% do ganho do arrecadado em relação ao 17% do ganho

do montante executado, está relacionado a otimização logística de seleção. A justificativa desse ganho logístico pode ser visualizada através da figura 5, onde foi plotado um dia de geração de notas segundo modelo de seleção anterior. Na imagem, constam 25 balões representando as notas de suspensão de fornecimento geradas, sendo os balões identificados com a letra "S" representando os clientes que solicitaram notas de "religação" em até 4 dias após o corte. A efetividade da ação de cobrança de apenas 2 clientes em um universo de 25 notas geradas está diretamente relacionada a dispersão das notas geradas para a turma, onde visualizamos uma geração num raio de atuação inexequível de 40 km para uma área com muitas estradas vicinais.

Por fim, projetando esse ganho de 22% na arrecadação do piloto, em até 7 dias pós suspensão do fornecimento de energia, para todas as notas geradas pela Coelba em 2014, foi estimado um ganho anual na ordem de 25 milhões. Justificando assim a ampliação e substituição do modelo de seleção vigente pelo algoritmo de seleção geoespacial desenvolvido pela equipe.



SEMESTRE	QTD. NOTAS GERADAS	QTD. NOTAS EXECUTADAS	R\$ GERADO	R\$ EXECUTADO	R\$ ARRECADADO 7 DIAS PÓS CORTE
1º semestre	10.502	6.437	R\$ 2.600.965,02	R\$ 1.508.998,68	R\$ 928.222,33
2º semestre	10.517	6.137	R\$ 3.011.364,39	R\$ 1.768.984,83	R\$ 1.128.209,16
Ganho %	-	-	16%	17%	22%

Figura 4. Ganho do geoseleção. Fonte: Rodrigues (2015).

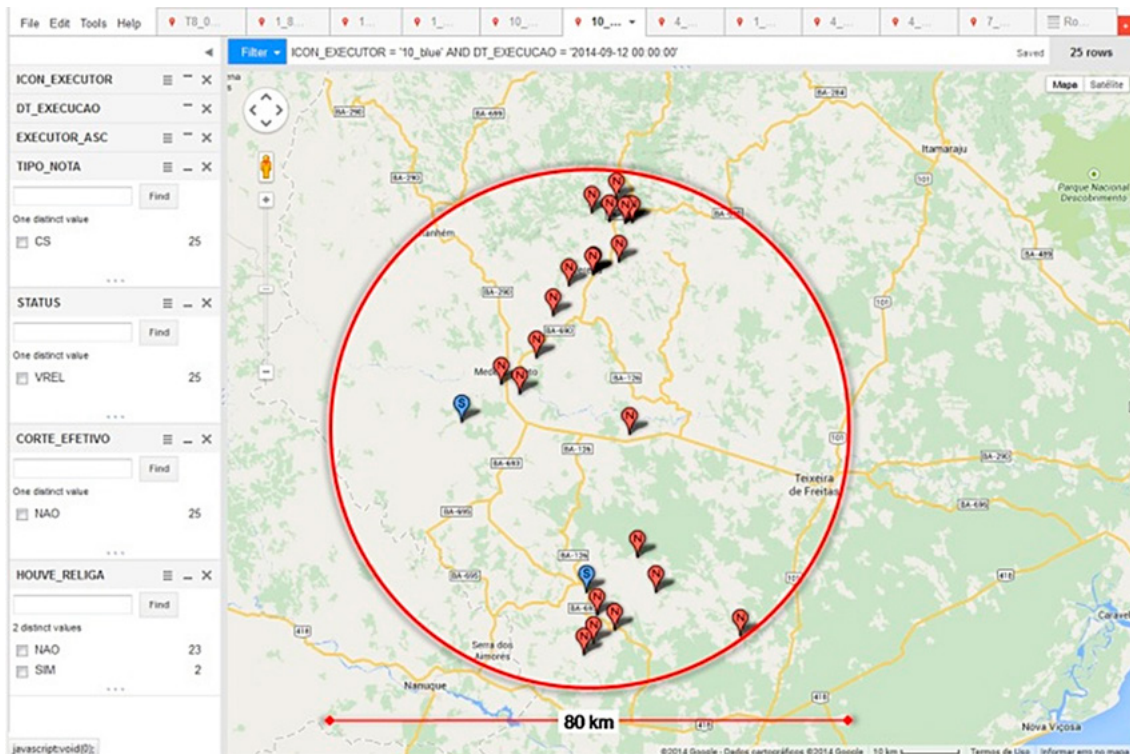


Figura 5. Notas selecionadas com um raio de 80km de deslocamento. Fonte: Rodrigues (2015).

## Conclusões

Segundo CAMARA, DAVIS (2010) “Se onde é importante para seu negócio, então Geoprocessamento é sua ferramenta de trabalho”. Partindo deste pressuposto o processo do geoseleção foi implantado com êxito e apresentou resultados altamente favoráveis. A utilização da geotecnologia como perspectiva de otimização desta tarefa, possibilitou que a mesma se tornasse realidade, onde o uso da inteligência geográfica neste processo impacta diretamente na produtividade e arrecadação, projetando um potencial de maximização na ordem de 22% sobre o montante arrecadado, o que equivale à 25 milhões de reais ao ano.

Além dos ganhos medidos, esta solução possibilitou uma quebra de paradigma no contexto de planejamento de ações de cobrança com o uso da inteligência geográfica, sendo de suma importância para a realização de determinadas atividades e tomadas de decisão pelos executivos responsáveis pela operação e planejamento.

## Referências

- Estudo de otimização operacional da recuperação de crédito inadimplência com o uso do Geoprocessamento. Disponível em: [http://www.cartografia.org.br/cbc/trabalhos/3/129/CT03-2\\_1400678596.pdf](http://www.cartografia.org.br/cbc/trabalhos/3/129/CT03-2_1400678596.pdf)  
Acesso em: 25 de abril de 2016.
- CAMARA, Gilberto; DAVIS, Clodoveu. Introdução à ciência da informação. Disponível em: <http://www.dpi.inpe.br/gilberto/livro/introd/cap1-introducao.pdf>  
Acesso em: 25 de abril de 2016.
- CAMARA, Gilberto; DAVIS, Clodoveu. Introdução à ciência da informação. Disponível em: <http://www.dpi.inpe.br/gilberto/livro/introd/cap9-inferencia.pdf>  
Acesso em: 25 de abril de 2016.
- COELBA. Disponível em: <http://www.coelba.com.br/> Acesso em: 26 de abril de 2016.



# Modelo de negocio desarrollado para CRE R.L. sobre la venta de energía prepago en la capitania bajo y alto Izozog del departamento de Santa Cruz

Mención especial como segundo mejor trabajo

## Área 6 – DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA (COMERCIAL)

### Autor

Thierry Stroobants Valda

### Empresa

CRE R.L. - Cooperativa Rural de Electrificación

Ubicación: Bolivia

Dirección: Av. Bush esq. Honduras

Código Postal: 1310

Teléfono: 591-33-366666

Fax: 591-33-324936

E-Mail: thierrysv@cre.com.bo

### Resumen ejecutivo

El presente trabajo se enfoca en el modelo de negocio de venta pre-pago en el servicio eléctrico, para lo cual se analizaron los antecedentes técnicos y regulatorios de países como Sudáfrica, Brasil, Perú, Colombia y Argentina, que son países que ya implementaron este sistema o están próximos a ello.

### Objetivo General

Diseñar un modelo de negocio para CRE R.L., sobre la venta de energía pre-pago, en la Capitanía Bajo y Alto Izozog del Dpto. de Santa Cruz, para su abastecimiento de energía eléctrica en condiciones económicas sustentables

**Palabras clave**—Prepago, modelo de negocio, beneficio social.

## Objetivos Específicos

- I. Describir la teoría necesaria para sustentar el diseño de modelo de negocio
- II. Diagnosticar el proceso actual de abastecimiento de energía eléctrica que utilizan las viviendas en la Capitanía Bajo y Alto Izozog del Dpto. de Santa Cruz
- III. Describir las condiciones administrativas técnicas y regulatorias para desarrollar la venta de energía prepago en la Capitanía Bajo y Alto Izozog del Dpto. de Santa Cruz
- IV. Determinar los beneficios que el modelo de negocio generara con su implementación

## Metodología

Se recopiló información sobre los sistemas, protocolos, normativas y medidores utilizados, además de las características operacionales y políticas regulatorias de este modelo de negocio, necesarios para implementar y considerar los resultados obtenidos en las distintas experiencias.

Con estas referencias se propuso la implementación de un sistema de venta de energía prepago en la Comunidad “Bajo y Alto Izozog” la cual depende su abastecimiento de un Sistema Aislado de energía eléctrica.

## Cooperativa Rural de Electrificación R. L.

Misión: “Impulsar el desarrollo sostenible de nuestra sociedad bajo un modelo cooperativo con soluciones energéticas solidarias y competitivas”.

El 14 de noviembre de 1962 se fundó la Cooperativa Rural de Electrificación - CRE Ltda. En 1970 inició operaciones con 10.000 socios. Actualmente CRE atiende a aproximadamente 650.000 consumidores en 14 provincias del Departamento de Santa Cruz y es la distribuidora de energía eléctrica más grande de Bolivia en ventas de energía y la Cooperativa Eléctrica con mayor cantidad de consumidores en el mundo.

El año 1993, empezó a hacerse cargo de los pequeños sistemas eléctricos rurales en el Departamento, brindándoles el servicio permanente las 24 horas al día, y la expansión a nuevas poblaciones, además de la reducción de tarifas.

Actualmente CRE opera el Sistema Eléctrico Cordillera, el Sistema Eléctrico Charagua que depende administrativamente del Sistema Cordillera, los sistemas eléctricos: Velasco, Germán Busch, Valles Cruceños, Las Misiones, Chiquitos y finalmente el Sistema eléctrico híbrido El Espino también en la provincia Cordillera.

Los sistemas eléctricos aislados aglutinan al 14% del total de consumidores de CRE (más de 90.000 consumidores rurales), de los cuales unos 15.000 consumidores son abastecidos con generación a diésel y para el resto se utiliza generación basada en gas natural (motores y turbinas). Los sistemas rurales representan el 6% de la energía facturada y de la demanda máxima de potencia. Asimismo, operan unos 7.000 kms de redes en MT y BT (34% de CRE).

Al ser CRE R.L. una cooperativa, brinda a sus asociados y población en general una diversidad de programas de asistencia social como el programa de Asistencia Mortuoria Inmediata (AMI), el programa de incentivos y becas para estudiantes de distintos niveles, incluyendo el nivel universitario

Entre otros programas sociales están las unidades dadas en comodato al Cuerpo de Bomberos de Santa

Cruz de la Sierra y San Ignacio, complementado por una ambulancia. El año 2001 la Comisión Permanente de Arborización impulsada por CRE publicó el Manual de Arborización y la Guía Práctica de Arborización en Calles, como parte del programa “Santa Cruz te quiero verde”.

En enero de 2004 el Consejo de Administración de CRE aprobó la Tarifa Cooperativa, que fijó en 10 centavos de dólar el kilovatio-hora como tarifa promedio máxima, lo que significó para algunas provincias una disminución de hasta el 40% en el precio del servicio y en el año 2007 se aprobó la Tarifa Igualitaria para los sistemas aislados rurales lo que significó una rebaja adicional en las tarifas del 22%. Actualmente rige la Tarifa Equitativa Uniforme para todos los domicilios, independiente del sistema en el cual recibe el servicio.

El 31 de julio de 2007 empezó el programa CRE en las escuelas, dirigido a estudiantes de cuarto curso básico para educarlos sobre la prevención de accidentes relacionados con la electricidad.

CRE mantiene otros programas de apoyo a la salud como el de Seguridad Eléctrica Hospitalaria y de fumigación “No me molestes mosquito”, contribuye a la seguridad ciudadana con sistemas de comunicación entregados a la Policía Departamental; colabora a la Fundación SAR de rescate y patrocina cursos de capacitación en los barrios (oratoria y liderazgo, repostería, corte y confección, etc.); promueve la edición y publicación de libros y discos.

Entre los programas vinculados a la razón de ser de la Cooperativa, están las Conexiones Cooperativas Solidarias que les permite a familias de escasos recursos acceder al servicio porque CRE les construye el puesto de medición y una red interna básica, como parte de sus programas de responsabilidad social. Bajo esta modalidad ya se han beneficiado más de 5.000 hogares.

CRE, en convenio con el gobierno central y las otras empresas eléctricas, contribuye al programa Tarifa dignidad que le rebaja el 25% de su factura por consumo de energía eléctrica si éste no supera los 70 kWh. La Cooperativa es la principal aportante destinando en promedio el 65% de lo recaudado a ayudar a sus propios consumidores y el 35% restante va como contribución a consumidores de escasos recursos de otros departamentos del país.

La Cooperativa Rural de Electrificación patrocina a la Fundación CRE, con destacada labor desde el año 2008. Su misión está centrada en impulsar la filosofía del cooperativismo y apoyar el nacimiento de nuevas cooperativas. La Fundación tiene un amplio trabajo en las provincias a través de las Brigadas Móviles de Salud “Ivy Marae y”, un programa en convenio con el Colegio Médico, Colegio de Odontólogos, Colegio de Bioquímica y Farmacia, universidades UDABOL y CATOLICA y el Club de Leones. Desde el año 2015 CRE, en convenio con el Instituto Oncológico del Oriente, ha apoyado la prevención del cáncer de cuello uterino y el diagnóstico del cáncer de próstata.

La Cooperativa Rural de Electrificación posee un Sistema de Gestión Integrado con las certificaciones: ISO 9001 (Calidad), ISO 14001 (Gestión Medioambiental) y OHSAS 18001. Su Laboratorio de Medidores cuenta con la acreditación ISO 17025. Debido a la nueva Ley de cooperativas el nombre oficial de la institución es: Cooperativa Rural de Electrificación R. L. (CRE R. L.).

**“CRE, la energía de nuestra gente”.**

## Sistemas de venta de energía

Es importante mencionar que en la actualidad en Bolivia no existe una normativa específica para la venta de energía eléctrica en la modalidad del sistema de venta pre-pago.

Ítem	Modo Convencional POS PAGO	Atributo Pos pago	Modo PRE PAGO	Atributo PRE PAGO
Uso racional de la Energía	Nb	Amenaza	Si	Oportunidad
Uso irracional de la Energía	Si	Amenaza	Nb	Oportunidad
Lectura del Medidor	Si	Debilidad	Nb	Fortaleza
Ciclo mensual de Facturación	Si	Debilidad	Nb	Fortaleza
Envío de Avisos de cobranza	Si	Debilidad	Nb	Fortaleza
Gestión de cobranza	Si	Debilidad	Nb	Fortaleza
Deuda en mora por no pago del servicio	Si	Amenaza	Nb	Oportunidad
Suspensión del servicio por deuda	Si	Amenaza	Nb	Oportunidad
Adquisición anticipada de la energía por parte del usuario	Nb	Debilidad	Si	Fortaleza
Transferencia de los kWh al Medidor vía teclado	Nb	Fortaleza	Si	Debilidad
Control del consumo y gasto por parte del usuario	Nb	Debilidad	Si	Oportunidad
Mayores beneficios para el Cliente y la Empresa distribuidora	Nb	Debilidad	Si	Oportunidad

Tabla 1. Fortalezas y problemáticas de los sistemas de venta de energía

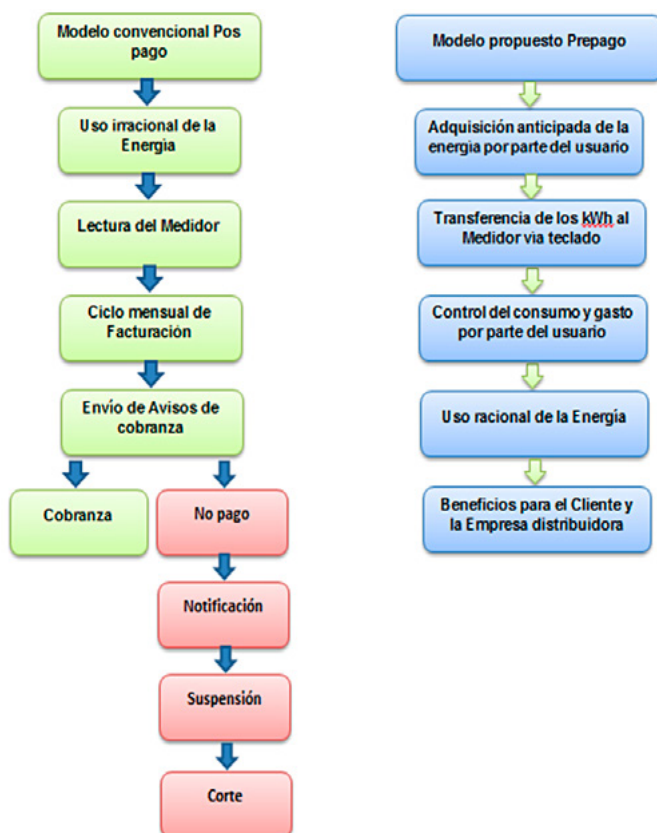


Figura 1. Fortalezas y problemáticas de los sistemas de venta de energía. Fuente: Elaboración propia con información de la empresa CashPower

Para poder operar un nuevo sistema la empresa distribuidora tendrá que regirse a la normativa actual que existe en relación a la venta de energía pos pago.

En la **Tabla 1** se detalla el análisis FODA realizado al sistema convencional de venta de energía pos pago comparado al modelo de negocio prepago propuesto.

## Propuesta de modelo de negocio para la venta de energía prepago

### Propuesta de valor

Como propuesta de valor, se tendrá los considerados tangibles que se utilizaran para la evaluación financiera y los intangibles que generan un valor agregado que se tienen cuantificados para el presente documento.

### Valores agregados tangibles

- Evitar la lectura del consumo de energía
- Ingresos de inversión por los costos actuales de medidores pospago aprobados en tarifa
- Evitar el pago por el servicio de corte y reconexión por deuda
- Ingresos de inversión a ser reconocidos en tarifa para el periodo 2019-2023, por los costos que conllevan la implementación del modelo de negocio de venta de energía prepago

### Valores agregados intangibles

- Pago anticipado previo a la entrega del producto (energía eléctrica) lo que apunta a un beneficio financiero para la empresa

- Bajo la premisa “la energía más cara es la que no se vende” al evitarse el corte por deuda y el consumidor es administrador de su consumo de energía, en función de su poder adquisitivo este no dejaría de consumir este producto.
- La imagen Institucional de la cooperativa se beneficiará al evitarse el cobro por el servicio de corte y reconexión a los consumidores
- Mayor seguridad en las instalaciones eléctricas al tener este tipo de tecnología (medidores) la posibilidad de realizar un corte ante alguna sobrecarga en las instalaciones evitando así posibles incendios. Cabe aclarar que una vez que pasó el tiempo de sobrecarga en la instalación, automáticamente el dispositivo reconecta el suministro eléctrico al usuario
- Complementario al anterior punto y bajo el mismo concepto de protección por sobrecarga, se evitarían costos operativos cuando los fusibles de las acometidas hubiesen actuado, dejando sin energía al consumidor lo que conlleva a tener que desplazar un móvil de emergencia para la reposición de este fusible ocasionando perjuicio a la cooperativa y al consumidor por la carencia de energía eléctrica durante ese periodo de tiempo.
- Al administrar su consumo, el usuario adoptara un uso eficiente de energía beneficiado al medio ambiente, recursos naturales y su propia economía.

### Canales de distribución de energía

De todos los puntos de venta de energía prepago habilitados actualmente el más cercano es una sucursal del Banco Unión que se encuentra en la localidad de Charagua

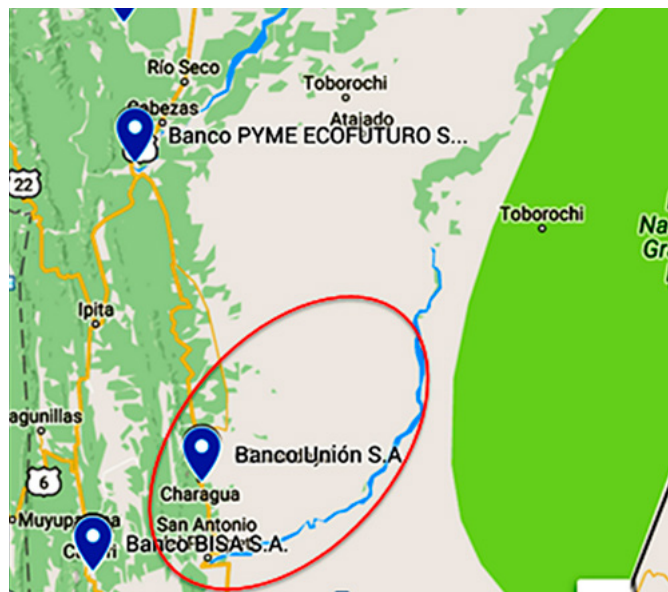


Figura 2. Fuente: Información de Sistema GIS de CRE R.L.

En la **Tabla 2** se detalla los puntos de venta de energía prepago que pueden habilitarse al configurar esta opción por software sin adicionar costos adicionales al ser utilizados actualmente como centros de cobranza de energía postpago.

Empresas afiliadas como Puntos de Venta	Cantidad de Sucursales
Banco BISA S.A.	21
Banco de Crédito de Bolivia S.A.	19
Banco Do Brasil S.A. - Sucursal Bolivia	1
Banco Económico S.A.	26
Banco Fossil S.A.	139
BANCO FORTALEZA S.A.	14
Banco Ganadero S.A.	24
Banco Mercantil Santa Cruz S.A.	35
Banco Nacional de Bolivia S.A.	25
Banco para el Fomento a Iniciativas Económicas S.A.	30
Banco Prodem S.A.	27
Banco PYME De la Comunidad S.A.	1
Banco PYME ECOFUTURO S.A.	22
Banco PYME Los Andes Procredit S.A.	17
Banco Solidario S.A.	52
Banco Unión S.A.	37
COOPERATIVA COMARAPA	5
Cooperativa de Ahorro y Crédito Jesús Nazareno Ltda.	27
COOPERATIVA FATIMA	7
COOPERATIVA LA MERCED	17
COOPERATIVA SAN MARTIN	17
COOPERATIVA SAN MATEO	3
FARMACORP	48
Mutual La Paz	1
Mutual La Primera	3
<b>Total general</b>	<b>618</b>

Tabla 2. Puntos de ventas habilitados para sistemas de venta de energía.

## Descripción de la capitanía bajo y alto Izozog del Dpto. de Santa Cruz

### Ubicación

Se encuentra ubicada en la provincia Cordillera, en el municipio de Charagua del departamento de Santa Cruz-Bolivia.

### Economía

Es un pueblo agricultor, como resultado de su origen Arawak, la zona del Izozog constituye una de las regiones más secas del país y la agricultura sólo es posible mediante riego. Igualmente importante es la pesca, la caza y la recolección, la pesca se realiza cuando el río tiene agua y métodos de conservación permiten el consumo de pescado hasta muy entrada la estación seca. La caza y la recolección ganan importancia cuando los productos de las chacras se agotan.

El principal producto es el maíz; además se siembra frijol, arroz, yuca y joco. Las cabras y ganado vacuno que tienen es para consumirlo en las grandes fiestas, pero también están destinados para adquirir productos de los que carece la región.

Otra fuente de ingresos es el trabajo asalariado, en los últimos 30 años una buena parte de esta población migra al norte cruceño para trabajar en la zafra, las condiciones de trabajo son pésimas y los patrones tratan de mantener a los izoçoños en una dependencia de deuda

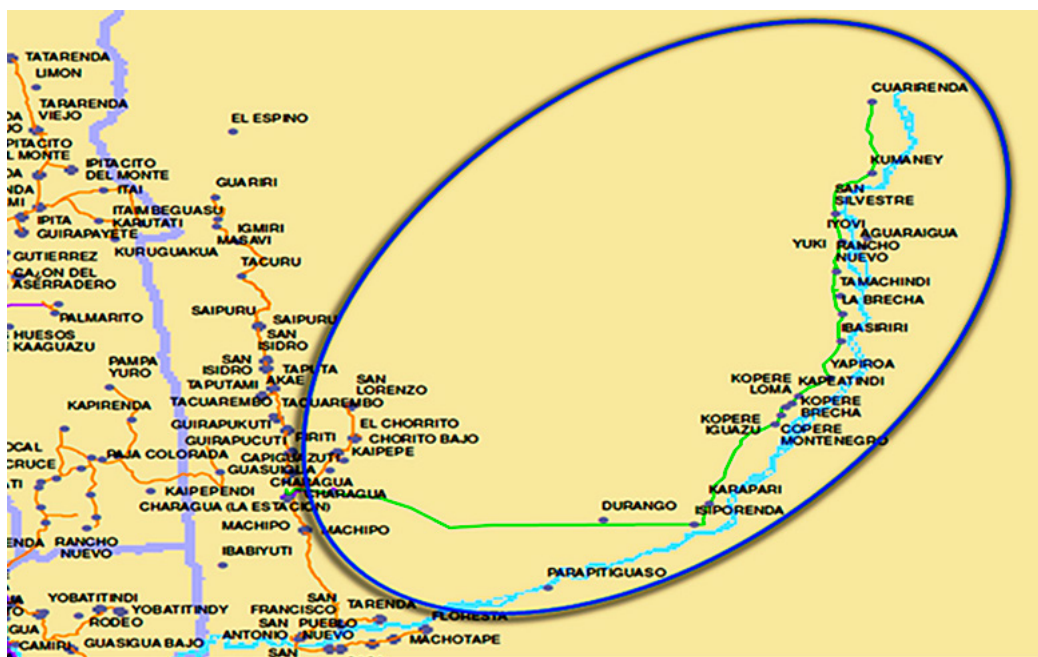
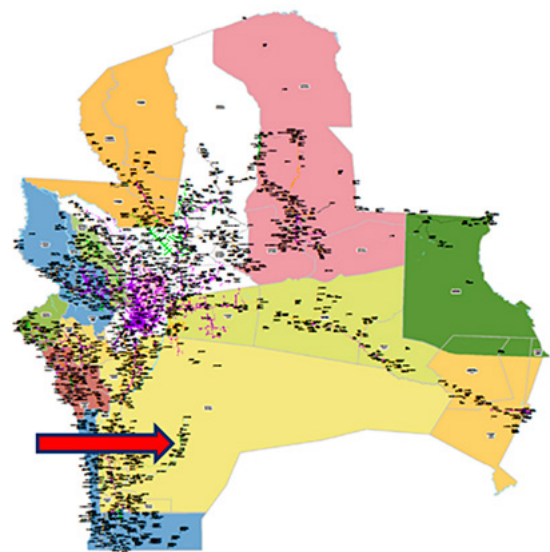


Figura 3. Ubicación de la Capitanía Bajo y Alto Izozog del Dpto. de Santa Cruz.

Fuente: Elaboración propia con información de sistema GIS de CRE R.L.

para garantizar su presencia forzada en las zafras futuras. En los últimos años ha cobrado una cierta importancia la producción artesanal, impulsada por la ONG Artecampo-CIDAC, que posibilita a las mujeres aportar con ingresos monetarios a la economía familiar.

### Situación actual

Económicamente no están consolidados, sigue la dependencia del trabajo asalariado que causa la migración del 50% al 80% de la población masculina. La ausencia prolongada del Izozog impide mantener las acequias y los cercados de las chacras en buen estado, lo que disminuye la rentabilidad de la agricultura.

### Sistemas de abastecimiento de energía:

Actualmente en algunas comunidades, hay personas que cuentan con paneles solares con baterías de 12 voltios y generadores que funcionan con combustibles líquidos como diesel o gasolina.

En cuanto a las fuentes tradicionales de energía, los pobladores de las comunidades utilizan mayormente leña para cocinar alimentos y el diesel para encender la leña.

Para la iluminación generalmente se utilizan velas, linternas a pilas, mecheros a diesel y lámparas a gas.

### Problemática actual de abastecimiento de energía

La energía utilizada proveniente de fuentes tradicionales se encuentra a un costo de 7,24 Bs/kWh muy por encima de la tarifa que pagan los usuarios que

cuentan con el servicio de distribución de electricidad por lo general no sobrepasa a 1 Bs/kWh y no es de uso general.

### Demanda de energía de la capitanía bajo y alto Izozog:

Teniendo como referencia el estudio realizado el año 2013 por el Gobierno Autónomo Departamental de Santa Cruz para la comunidad “El Espino” que pertenece al mismo municipio de Charagua de la provincia Cordillera y de similares características socioeconómicas, se establece que el valor de consumo promedio mensual por usuario es de 50 kWh-mes, haciendo un total para los 200 clientes proyectados de 10,000 kWh-mes y 120,000 kWh-año

TIPOS DE VIVIENDAS	ZONAS						
	A	B	C	D	E	F	TOTAL
VIVIENDA TIPO A	3	4	8	3	4	4	22
VIVIENDA TIPO B	9	12	7	9	6	7	50
VIVIENDA TIPO C	29	17	24	17	18	23	128
TOTALES	33	23	5	29	25	9	200

Tabla 3. Caracterización de los consumidores.

#### VIVIENDA TIPO A

Consumo estimado 150 kWh, casa de ladrillo con más de 3 habitaciones.

#### VIVIENDA TIPO B

Consumo estimado 100 kWh, casa de ladrillo con 3 habitaciones como máximo.

## VIVIENDA TIPO C

Consumo estimado 50 kWh, casa de madera con calamina o Motacu.

Para poder dimensionar el componente solar, se consideró la capacidad de generación solar según la radiación solar en la localidad de El Espino.

## Análisis Técnico y Económico del Modelo de negocio de venta de energía Pre-Pago en Bajo y Alto Izozog

Evaluaciones realizadas para el sistema de venta de energía, medidores prepago y disponibilidad de red de comunicación

En esta etapa se realizó la solicitud de ofertas a diversas empresas de la región teniendo como resultado

las respuestas de 6 empresas para este propósito, que fueron las siguientes:

- Imtechtrom representante en Bolivia de Landys + Gyr
- Itron – Brasil
- Circuitior- Sudamérica
- Discar- Argentina
- GETECBOL – Bolivia (Medidores HIKING-China)
- ALEMA–Chile (Med. Shenzhen Star Instrument-China)

De las soluciones ofertadas se tienen 3 métodos de venta o recarga de energía prepago

- Tarjeta magnética

Ítem	Imtechtrom representante en Bolivia de Landys + Gyr	Circuitior- Sudamérica	DISCAR- Argentina	ITRON-Chile	Alema representante en Sudamérica de Star Instruments	Getecbol representante en Bolivia de Hiking
1	Cantidad de medidores	200	200	200	200	200
2	Tipo de medidores	Monofásicos	Monofásicos	Monofásicos	Monofásicos	Monofásicos
3	Método de recarga	Código STS de recarga manual por teclado	Tarjeta magnética	Crédito directo al medidor a través de GPRS y PLC	Código STS de recarga manual por teclado	Código STS de recarga manual por teclado
4	Tiempo de entrega Hardware	120-150 días	6 semanas ex Works	30 días	9 semanas hábiles	50 días
5	Costo Total \$us	62040	40782	97916	172511	22112
6	Costo por punto \$us	310	204	480	863	111

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4. Tabla comparativa de ofertas para la implementación de un Modelo de negocio de venta de energía Pre-Pago.



- Código alfanumérico de 20 caracteres (Token-STS)
- Telecomunicación remota a través de GPRS-PLC

**Características de la alternativa seleccionada:**

- a) Como la mejor alternativa técnica y económica de solución para este modelo de negocio, se sugiere por la propuesta de la empresa Shenzhen Star Instrument Co., Ltd. -China con su representación a través de la empresa ALEMA -Chile
- b) Se efectuaron las pruebas de rutina y precisión a los medidores pre-pago enviados por Shenzhen Star Instruments, las cuales cumplen con los requisitos de norma exigidos por CRE R.L.
- c) De todos los métodos de recarga se evidenciaron mayores ventajas con el código numérico de 20 caracteres (Token-STS), al poder tener un mayor horizonte de puntos de ventas en todos nuestros centros de cobranza con nuestro Cob-lin-web, menor inversión en hardware, mejor manejo y gestión impositiva, facilidad de integración a los procesos de nuestro sistema de gestión comercial SIGECOM y mayor flexibilidad para la entrega de este código al consumidor (email, SMS, etc.).
- d) De requerirse un enlace de comunicación oficina Central CRE R.L. a la Capitanía de Bajo y Alto Izozog para un punto de venta o monitoreo es necesario tener mínimamente un sistema de transmisión de datos GPRS, redundante con las operadoras ENTEL y Nuevatel las cuales tienen una cobertura en el lugar, con una confiabilidad alrededor del 80%.

**Resultados esperados**

Análisis de factibilidad  
(Fuente: Desarrollo de CRE R.L.)

Para el análisis se toma en cuenta:

- a) Costo de Lectura de medidores Post Pago incurrido en algunos sistemas aislados Ej. El Sistema aislado Las Misiones que asciende a Bs. 41,830 (6,010 \$us) al mes.

- b) Cantidad de medidores leídos mensualmente 22,500

41,830 Bs.

Costo unitario de lectura = -----  
22,500 medidores

= 1.86 (Bs/medidor/mes) / 0.26 (\$us/medidor/mes)

- c) Tiempo de vida de un medidor igual a 15 años

- d) Cantidad de lecturas a medidor por año igual a 12 (meses)

Cantidad de lecturas en la vida útil del medidor = 15 años x 12 meses = 180 lecturas

Se determina el monto total que representa realizar la lectura en el tiempo de vida del medidor

Monto total = Cantidad de lecturas x Costo unitario de lectura

Monto total = 180 lecturas x 1.86 Bs/medidor/mes

Monto total = Bs. 334.80 = \$us. 48,80

- Costo del medidor Pre Pago de 78,74 \$us/unidad

- Costo del medidor Post Pago de 15,15 \$us/unidad

Diferencia de costo entre utilizar un medidor pre pago y un medidor post pago

Diferencia = 78,78 – 15,15 = 63.59 \$us/medidor

Ítem	Detalle	Valor	Indicador
1	Índice de Corte y reconexión en S.A. de CRE R.L	5%	%/mes
2	Cantidad de clientes Capitanía Bajo y Alto Izozog del Dpto. de Santa Cruz	200	Cientes
3	Total clientes con cortes-mes	10	Mensual
4	Total cortes y reconexiones a ejecutar	2000	A anual
5	Cargo por corte y reconexión	9,84	\$us/corte
6	<b>Total cargo por corte y reconexión mensual</b>	<b>98,42</b>	<b>\$us</b>
7	<b>Total cargo por corte y reconexión anual</b>	<b>19684</b>	<b>\$us</b>

Tabla 5. Cuantificación del valor de corte y reconexión anual.

Otro aspecto que es fundamental para la factibilidad de dicho proyecto, es el evitar los costos de reconexión por facturas impagas del consumidor, que según la estadística de CRE para los sistemas aislados están del orden del 5% del total de consumidores que incurrir en cortes por deuda cada mes

## Recursos Económicos

Para la implementación de este modelo de negocio en la Capitanía Bajo y Alto Izozog del Dpto. de Santa Cruz es necesario un monto de 22,112.00 \$us

En el siguiente cuadro se detalla los costos de inversión para la implementación de venta de energía prepago en la Capitanía de Bajo y Alto Izozog. Cabe aclarar que al contar la empresa con:

- Hardware, servidores actualmente utilizados
- Personal del área de Tecnología de información para fines de integración y desarrollo con el sistema de gestión comercial actual

- Personal del área de Instalaciones y retiros de medidores
- Estos recursos no se contemplan como como costos para este proyecto.

Ítem	Especificaciones y productos	Cantidad	Precio Unitario (USD)/CIF Aeropuerto de S.C.	Precio Unitario (USD)/ Almacenes CRE S.C.	Costo Total (USD)/ Almacenes CRE S.C.
1	Medidor de energía prepago monofásico, modelo DDSY23S, 2 hilos, con teclado integrado, 220V, 5(100)A, 50-60Hz	200	63,50	78,74	15.748,00
2	Librerías DLL(long term validity-official version)	1	5,000.00	5,000.00	5,000,00
3	Módulo de seguridad	1	1,100.00	1,364,00	1,364,00
<b>Total</b>					<b>22.112,00</b>

Fuente: Elaboración propia con información de Shenzhen Star

Tabla 6. Costos de inversión para la implementación de venta de energía prepago

## Resultado de la factibilidad y evaluación financiera

Tomando en cuenta el tiempo de vida del medidor declarado por fábrica que es de 15 años y asumiendo un margen de seguridad por daño del equipo por factores externos como descargas atmosféricas u otros, se realiza la evaluación financiera con un horizonte de 10 años tomando en cuenta:

### a) Beneficios económicos para la empresa:

- Evitar la lectura de consumo
- Costos actuales de medidores pospago aprobados en tarifa

### b) Beneficios económicos para el consumidor:

- Evitar el pago por el servicio de corte y reconexión por deuda

Como resultado se tiene una evaluación factible según lo detallado en el cuadro superior. Cabe aclarar que se tomó en cuenta para este análisis el beneficio al consumidor, debido a que el ente regulador, que es la Autoridad de control y fiscalización social de electricidad (A.E.) aprobaría la inversión de los equipos para este modelo de negocio en el próximo periodo tarifario 2019-2023 incluyéndolo en la tarifa de energía eléctrica al mostrarse un alto beneficio al usuario final.

## Conclusiones y Recomendaciones

- I. Se considera que este modelo de negocio es ventajoso principalmente en áreas rurales, lugares con difícil acceso y sectores con población de escasos recursos donde el nivel de morosidad de cancelación por el servicio eléctrico es elevado.
- II. El sistema prepago elimina la posibilidad de no pagar las cuentas, por ejemplo, los clientes que han tenido la oportunidad de usar este sistema quedan satisfechos porque pueden controlar y administrar de manera eficiente sus gastos y consumo eléctrico.

En base a esta experiencia son pocos los usuarios que quieren volver al sistema tradicional de compra de energía.

- III. Implementar esta forma de pago requiere de una inversión inicial superior en comparación de la convencional, pero se ve un beneficio económico en la operación, por lo que la evaluación económica realizada fue factible y es conveniente para las empresas eléctricas, además que refleja un gran beneficio social, económico y medioambiental para la sociedad.
- IV. Para el éxito de la inserción del modelo de negocio “venta de energía prepago”, tal como han mostrado las experiencias en los países mencionados anteriormente, es fundamental la aceptación de distintos consumidores para que perciban alguna utilidad y beneficio, por lo que antes de la implementación se debe realizar visitas a los usuarios con el fin de brindar una explicación y socialización a detalle de este tipo de compra de energía.
- V. Para llevarlo a cabo en el departamento de Santa Cruz, fue necesario conformar una comisión Multidisciplinaria con la contribución de todas las áreas involucradas de la empresa

Evaluación Financiera del Modelo de Venta de Energía Prepago											
Flujo Financiero expresado en USD											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión Equipos	-22112										
Ahorro de costo de lecturación Anual		641	641	641	641	641	641	641	641	641	641
Costo del Med. Pospago actual reconocido en tarifa		758	758	758	758						
Ahorro de costo de cortes y reconexiones			19684	19684	19684	19684					
<b>Subtotales</b>	<b>-22112</b>	<b>1399</b>	<b>21083</b>	<b>21083</b>	<b>21083</b>	<b>20325</b>	<b>641</b>	<b>641</b>	<b>641</b>	<b>641</b>	<b>641</b>

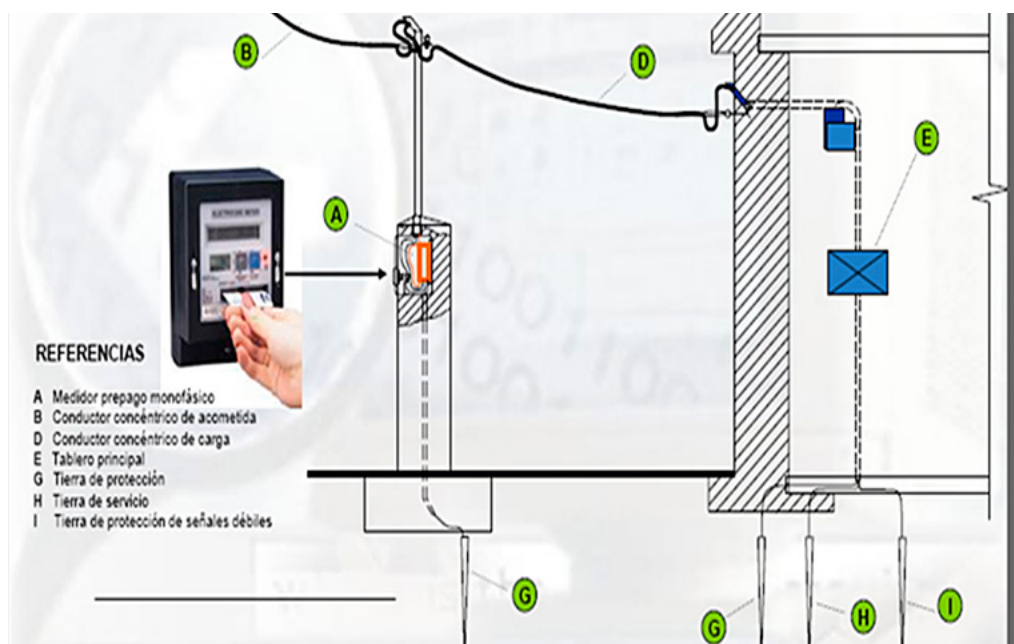
<b>TIR</b>	<b>53%</b>
<b>Valor Presente Neto</b>	<b>\$49.579,48</b>
<b>Valor Presente</b>	<b>\$71.691,48</b>
<b>Tasa de Descuento</b>	<b>6,00%</b>

Tabla 7. Análisis financiero para la implementación de venta de energía prepago

## Referencias

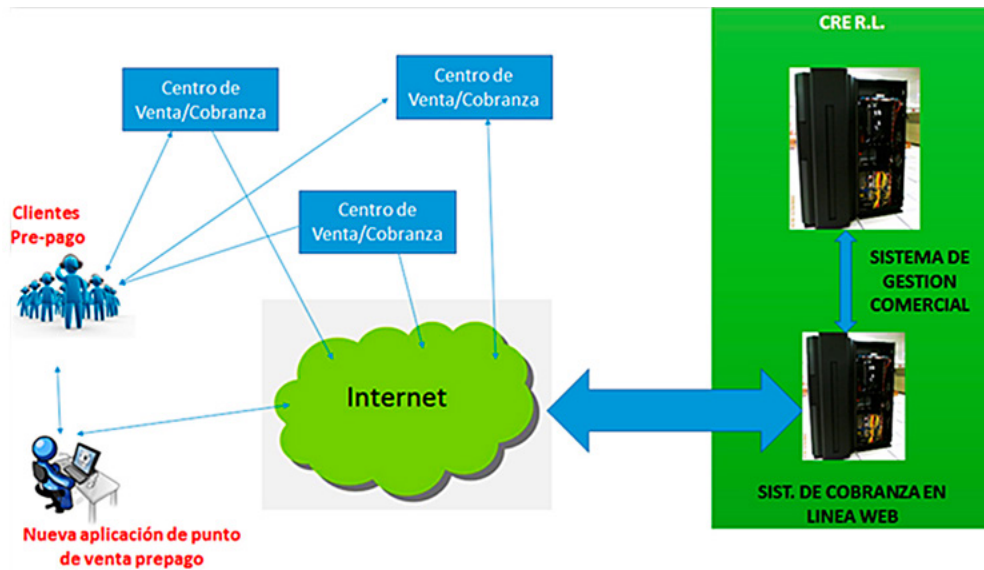
- Libro “Generación de Modelos de negocio”  
Escrito por Alexander Osterwalder & Yves Pigneur
- Libro “Tu modelo de negocio” Escrito por Tim Clark, Alexander Osterwalder & Yves Pigneur
- Libro “Mejorando el modelo de negocio: Cómo transformar su modelo de negocio en un plan B viable” Escrito por John Mullins, Randy Komisar
- Libro “Elige el modelo de negocios para tu idea” Escrito por Alex Cormani
- Trabajo “MODELO DE NEGOCIO” de Marcelo Barrios de Abril 2010 (versión Preliminar)
- “Estudio de factibilidad de un sistema alternativo de venta prepagada de energía eléctrica y elaboración del manual de procedimientos para la implantación de este sistema en la ciudad de Quito” de Pablo Roberto Ubidia Bustos y Hernán Ramiro Gallegos Silva de 2007
- <http://www.sts.org.za/>
- [www.landisgyr.es/](http://www.landisgyr.es/)
- <https://www.itron.com/>
- [www.circuitor.es/](http://www.circuitor.es/)
- <http://www.epm.com.co/>
- <http://www.edeeste.com.do/>
- <http://es.slideshare.net/CESAR9MSRL/22-implementation-de-un-plan-de-negocios>
- <http://www.biobusinessgroup.com/wpcontent/uploads/Las5FasesProcesoModelosNegocios.pdf>  
autor: Eric Delesser
- <http://www.prepayment.eskom.co.za/faq.asp#installed-base>

## Anexos



Esquema de instalación de medidores prepago monocuerpo.

Fuente Empresa Adinelsa-Peru.



Arquitectura del sistema de venta de energía prepago. Fuente Desarrollo propio.

## Puesto de Medición Monofásico para Medidor Pre-pago

**Carga instalada hasta 10 Kw**

Quando llegue CRE a su domicilio, su pilastra debe estar así:

0.45 metros

2.5 metros

Entre 1.3 y 1.6 metros

Varilla de aterramiento

Adhesivo N° de Servicio

Vidrio visor

Tapa de la caja

Puerta de acceso a teclado

Tubo de salida galvanizado 1"

2 cables de salida  
\* Blanco (Negativo)  
\* Negro (Positivo)

Cabezal plástico 1"

Cabezal plástico 1"

Mensula plástica

Tubo de entrada galvanizado 1"

**Para instalar su medidor usted deberá comprar el siguiente material:**

- Caño de entrada galvanizado**  
Diámetro 1" y 3 metros de largo
- Caño de salida galvanizado**  
Diámetro 1" y 2 metros de largo
- Cabezal de policarbonato o plástico**  
Diámetro 1"
- Térmico monofásico (de su preferencia)**  
50 Amperes
- Caja metálica para medidor Pre-pago**  
Monofásica 32 x 24 x 12
- Cable de tierra (cobre)**
  - Cable de 7 hilos, longitud 2 m
  - Sección 10 mm<sup>2</sup>, color verde
  - El cable de tierra debe estar cubierto por cañería de PVC, dentro de la pilastra
- Varilla de aterramiento (jabalina)**  
cobre 5/8 x 1.20 m
- Cable de salida**
  - Cable 10mm 7 hilos
  - colocar 3 metros de cable negro para la fase y 3 metros de blanco para el neutro

**NOTA:** La distancia máxima entre el puesto de medición y la red eléctrica de CRE debe ser 20 metros

Folletería. Fuente: Desarrollo de CRE R.L.

# Ecosistema sostenible de desarrollo de proveedores (ESDP). Caso sector eléctrico colombiano

Mejor trabajo

## Área 7 – DESARROLLO SOSTENIBLE

### Autores

Jaime Alberto Ospina Gallo  
Gustavo Adolfo Arias Zabala  
Alberto Molina Ossa

### Empresas

ISAGEN S.A E.S.P  
EPM - Empresas Públicas de Medellín E.S.P.  
ISA Intercolombia  
Ubicación: Colombia

**Palabras clave**—Cooperación Sectorial, Desarrollo Proveedores, Productividad, Competitividad, Sostenibilidad.

### Resumen

Las relaciones de colaboración entre Empresas Cliente (EC) y sus Proveedores y Contratistas (P&C) se logran cuando se entiende la criticidad de los temas a trabajar mutuamente. El Sector de Energía Eléctrica Colombiano (SEEC) es atendido por centenas de P&C críticos, restrictivos y relevantes, y las EC buscan mejorar constantemente sus competencias, productividad y competitividad mejorando las de sus P&C. Estas acciones de mejora permiten que las empresas generen entornos que faciliten la innovación y el crecimiento. Considerando esta situación, el presente trabajo realiza una aproximación cualitativa para comprender la dinámica de asociatividad y co-

laboración empresarial que ha permitido a un grupo de empresas pertenecientes al SEEC en Antioquia desarrollar las competencias, productividad y competitividad de sus P&C y las propias a través de un modelo de ecosistema que ha demostrado en los últimos cinco años una considerable cantidad de éxitos con muy pocos fracasos de los cuales se han obtenido importantes lecciones aprendidas.

### Objetivo

Describir el modelo tipo ecosistema ESDP que permite tener un relacionamiento estructurado y sinérgico entre los diferentes actores involucrados del SEEC para asegurar el desarrollo y fortalecimiento de los P&C y de sus EC con la finalidad de mejorar su competitividad y sostenibilidad.

### Antecedentes

La configuración del SEEC se consolidó a partir de 1967 cuando por necesidades técnicas y comerciales, fueron interconectados los tres principales sistemas eléctricos regionales colombianos de generación, transmisión y distribución de energía: Centro, Occidente y Noroccidente. En esta consolidación es destacable el esfuerzo realizado por los P&C estratégicos de Bienes y Servicios (B&S) nacionales e internacionales, la mayoría de los cuales lograron un importante desa-

rollo y mejora de su competitividad con sus aportes en la construcción del Sistema Interconectado Nacional.

Las empresas del SEEC exigen a sus P&C cumplir con altos estándares de calidad, confiabilidad, seguridad y flexibilidad en sus B&S, de tal modo que puedan ser reducidos los riesgos de la prestación del servicio. La respuesta de los P&C ha sido lenta. El Gobierno Nacional ha implementado programas de protección a la industria nacional, desagregación tecnológica de materiales y equipos, y programas de desarrollo económico, orientados a maximizar la sustitución de B&S importados, y los mayores porcentajes posibles de integración de partes nacionales en equipos eléctricos, electrónicos y mecánicos. Sin embargo, estos programas no han tenido la efectividad y respuesta que las empresas del SEEC esperaban de parte de la industria nacional. Durante los años 80's, 90's y 2000, se crearon diferentes mecanismos para beneficiar el desarrollo de los P&C de este sector, tales como el Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico CIDET <sup>(1)</sup>, con el propósito de catalizar y llevar a cabo efectivos procesos de desarrollo de P&C nacionales de B&S. Por efecto de la integración promovida por el Cluster de Energía de Antioquia <sup>(2)</sup> y el CIDET, en el año 2006 se firmó un convenio de cooperación y desarrollo con la participación de proveedores, universidades y entidades gubernamentales, para implementar un ambicioso plan de desarrollo de la industria electromecánica nacional e incrementar la participación en este mercado a nivel latinoamericano, siguiendo el modelo de internacionalización adoptado por las principales empresas de transmisión de energía. Una vez más la respuesta no fue la esperada por falta de lineamientos, mecanismos de integración, liderazgo y trabajo en equipo entre los

<sup>(1)</sup> "Historia | CIDET - Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico ...." <http://www.cidet.org.co/historia-0>. Fecha de acceso 4 ago.. 2017.

<sup>(2)</sup> "Cluster Energía Eléctrica - Cámara de Comercio de Medellín." <http://www.camaramedellin.com.co/site/Cluster-y-Competitividad/Comunidad-Cluster/Cluster-Energia-Elctrica.aspx>. Fecha de acceso 4 ago.. 2017.

interesados. Teniendo en cuenta estas experiencias, a partir del año 2011, los representantes de EPM, ISAGEN e ISA en el Cluster de Energía de Antioquia, asumieron el liderazgo regional de crear condiciones favorables para incentivar y desencadenar programas y proyectos de desarrollo de P&C en el sector, dando origen a proyectos piloto en este sentido y la formulación e implementación de una serie de iniciativas que han resultado efectivas. En estas empresas del SEEC se están creando equipos de trabajo y procesos formales dedicados a actividades sostenibles de evaluación del desempeño de P&C, desarrollo, fortalecimiento de relaciones, conformación de redes y alianzas estratégicas con P&C, programas y proyectos de desarrollo tecnológico, innovación e investigación, con base en modelos de integración de esfuerzos desarrollados a partir de las propias necesidades, capacidades, intereses y expectativas de las partes interesadas. Esto ha configurado un modelo de asociatividad y colaboración empresarial para el aprovechamiento de las oportunidades disponibles de promoción de desarrollo sostenible de la competitividad de las empresas del SEEC.

## Éxitos y Fracasos

Los procesos de cooperación y colaboración en principio parecen tareas fáciles, pero llegar a la comprensión y entendimiento de cuál debería ser el alcance y las ganancias para cada uno de los actores interesados puede tomar tiempo. Partiendo de la premisa “Solos No Podemos”, se ve la necesidad de contar con estos procesos de colaboración y cooperación a nivel sectorial. A continuación, se describen algunas iniciativas de trabajo colaborativo para el desarrollo y fortalecimiento de P&C: (a) Grupo Redes. (b) Programa Primer

Contacto. (c) Grupo Pares. (d) Desarrollo de P&C del Sector Eléctrico.

## Grupo Redes

El Grupo REDES es una red de trabajo colaborativo conformada inicialmente por las empresas EPM, ISA e ISAGEN, en el Clúster de Energía Eléctrica de Medellín, con el propósito de desarrollar y fortalecer el relacionamiento con la cadena de abastecimiento de la industria eléctrica a través procesos innovadores y actividades de fortalecimiento enmarcadas en el desarrollo sostenible. En el trabajo desarrollado por este Grupo se ha entendido que no todas las iniciativas generan el valor esperado por todos los integrantes, y que los resultados aunque no sean los esperados, producen entendimiento y efectividad de lo que significa trabajar en equipo. En el marco de este Grupo se aseguró la viabilidad de lo que hoy se reconoce como ejemplo de trabajo colaborativo con alto impacto en las empresas del SEEC, específicamente en el subsector de Líneas de Transmisión (LT). Se trata del Proyecto de Formación de Linieros de LT. Esta iniciativa ya está consolidada y en ejecución estable. El objetivo planteado fue “disponer de linieros capacitados y certificados suficientes para atender la construcción de las líneas de transmisión de energía en Colombia, en el periodo 2016–2020. El alcance del proyecto fue: (a) Formar 500 técnicos en “montaje y mantenimiento de líneas de transmisión” a diciembre 2017, y (b) Construir y dotar los campos de entrenamiento necesarios para el programa de formación.”<sup>(3)</sup> Los actores participantes en este proyecto han sido: Grupo Redes, Corporación Tener Futuro, Universidad Católica de Oriente, CI-DET y un amplio número de P&C de construcción de líneas de transmisión.

<sup>(3)</sup> Fuente: Presentación preparada por la Corporación TENERFUTURO de junio 09/2017. Ver [tenerfuturo.org.co](http://tenerfuturo.org.co)



## Programa Primer Contacto

Desde 2014, en alianza con la Universidad EAFIT, se cuenta con un programa de acompañamiento a P&C de ISA, ISAGEN y EPM, en el cual participan P&C de manera voluntaria en actividades de sensibilización y compromiso con los contenidos del Pacto Mundial y su aplicación en las empresas. El objetivo del programa está enmarcado en: (a) Generar oportunidades de conocimiento, para que los estudiantes comprendan la mecánica y actividad empresarial en el contexto local de los P&C asignados. (b) Generar diagnóstico de las prácticas empresariales para que los P&C puedan tomar acciones sobre el cumplimiento de elementos de Pacto Mundial.

## Grupo Pares

Esta iniciativa fue activada desde 2014 y liderada por ISAGEN para el reconocimiento de las empresas que tienen programas vigentes orientados al desarrollo y fortalecimiento de P&C, que pretenden mejorar la productividad de la industria y el país. Actualmente participan más de 30 empresas de diferentes sectores como alimentos, servicios financieros, energía eléctrica, manufactura, entre otros. Este grupo se conformó con el ánimo de: (a) Aumentar el capital relacional con empresas que están preocupadas por el desarrollo de sus P&C, independiente del objetivo de desarrollo. (b) Hacer una puesta en común de aprendizajes en el trabajo con P&C. (c) Ser fuente de conocimiento y referenciamiento continuo.

La expectativa es que, a través de este Grupo, el ESDP que se describe en este documento tenga su debido proceso de consolidación y madurez.

## Desarrollo de P&C del SEEC

Teniendo en cuenta la calidad y capacidad de los P&C del sector eléctrico ubicados en Antioquia y gracias al potencial para realizar actividades colaborativas, desde el año 2015, ISA, EPM, ISAGEN, HMV y el Cluster de Energía adelantaron conversaciones para participar en el proyecto “Fundamentos para el desarrollo de Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MIPYMEs) bajo el esquema de Cluster Energético - Fortalecimiento de Políticas de Productividad y Competitividad en Colombia” patrocinado por la Agencia de Cooperación Internacional de Corea (KOICA), con la coordinación de dos agencias de la ONU (UNOPS y ONUDI), el Ministerio de Comercio Industria y Turismo, la Alcaldía y la Cámara de Comercio de Medellín. Tiene como propósito apoyar el desarrollo de 60 P&C del SEEC, a través de diferentes metodologías de acompañamiento.

Por medio de esta iniciativa, ISA, EPM e ISAGEN han generado relaciones de trabajo colaborativo para desarrollar y fortalecer el relacionamiento con sus P&C en un esfuerzo con diferentes actores: Empresas del mismo sector, empresas de otros sectores, proveedores, contratistas y subcontratistas, centros de investigación, universidades, centros de formación para el trabajo, entidades del gobierno empresas de consultoría especializada en desarrollo empresarial, asociaciones empresariales, organismos Internacionales, y entidades de fomento.

El trabajo colaborativo con estos actores, ha permitido reconocer que muchas de estas actividades son esfuerzos aislados, espontáneos y en algunos casos desconectados de la realidad sectorial. Han demostrado importantes lecciones aprendidas que los autores del presente documento pretenden capitalizar con el modelo que apoya la conformación de un ECOSISTEMA SOSTENIBLE DE DESARROLLO DE P&C. (ESDP)

## Problema a resolver

El problema identificado es que no se cuenta con un modelo para analizar y entender de forma integral el relacionamiento requerido entre los P&C, y las EC para identificar: (a) Las necesidades de las EC (denominadas Anclas) y de sus P&C en temas de desarrollo, (b) las oportunidades de valor generado por estas empresas si trabajan en asociatividad empresarial y colaborativamente en temas de su interés, y (c) las ofertas de las instituciones de diferente índole que apoyan el desarrollo empresarial (Aliadas), con el propósito de forjar una gestión del relacionamiento <sup>(4)</sup> entre las EC y los P&C con carácter “gana-gana”, que genere sostenibilidad y desarrollo empresarial y social. Históricamente los actores descritos anteriormente, han actuado sin la debida coordinación para maximizar sinergias del trabajo en equipo <sup>(5)</sup>. Se hace necesario un modelo para mejorar dicho relacionamiento, tratando que las partes involucradas actúen de manera proactiva y colaborativa frente a él. Entre los dos extremos posibles de asumir la gestión del relacionamiento entre las empresas EC (Ancla), sus P&C y las instituciones Aliadas, existe una amplia gama de posibilidades, cada una de ellas arroja su propio resultado en lo que a productividad de cada empresa o sector específico se refiere. Se estima que a través de este modelo es posible: (a) explicar las dinámicas empresariales y de mercado que permiten hacer una debida gestión del relacionamiento entre el

Ancla y sus P&C, y (b) apoyar estrategias y políticas en las empresas y en diferentes niveles del entorno empresarial para obtener resultados deseables que agreguen valor a las partes, sustentadas en el esfuerzo colectivo de las empresas, las asociaciones empresariales <sup>(6)</sup>, el Estado y otros actores sociales responsables del desarrollo. Este es el reto que plantea el problema identificado.

## Ecosistema Sostenible de Desarrollo de P&C (ESDP)

A partir de las experiencias adquiridas en el relacionamiento de las empresas Ancla con los P&C y las oportunidades de desarrollo empresarial de ambos, se configura un modelo que parte de las siguientes premisas: (a) Claridad de las empresas participantes sobre la necesidad de considerar en el direccionamiento estratégico, el relacionamiento con los P&C <sup>(7)</sup>. (b) Conciencia en las empresas participantes, de que se requiere aunar esfuerzos para generar el impacto deseado en cobertura, profundidad y permanencia del relacionamiento que genere valor para las partes. “Solos no podemos ...” (c) Claridad en las empresas Ancla de la necesidad y conveniencia de tener P&C regionales que atiendan con calidad, oportunidad y precios competitivos los B&S que requieren <sup>(8)</sup>. (d) Disposición de los P&C asociados a las necesidades

<sup>(4)</sup> La gestión de relacionamiento de la EC con el P&C (SRM, por sus siglas en inglés) trata de decidir el nivel de intervención, el alcance y la naturaleza de cualquier relación necesaria con los P&C. Supplier Relationship Management - Jonathan O'Brien.

<sup>(5)</sup> Esta afirmación nace de la vivencia de los autores de este artículo desde sus respectivas áreas de trabajo.

<sup>(6)</sup> Asociadas con factores socioculturales, escala de valores, patrones básicos de organización y gestión sobre educación ciencia y tecnología, innovación, mercado, participación en redes colaborativas, etc.

<sup>(7)</sup> El interés está en determinar la naturaleza del relacionamiento según la necesidad a atender o valor agregado esperado: Disminución de riesgos, innovación, mejora del desempeño, sinergias por trabajo conjunto, entre otros.

<sup>(8)</sup> Es clave que la empresa Ancla identifique necesidades y riesgos que involucren a los P&C, y que deban resolverse en los próximos cinco años. Además, que para la atención de las mismas requiera de un esquema colaborativo.

de las Ancla, a participar en una iniciativa como la presentada en el ESDP. (e) Disposición de la alta gerencia de las empresas Ancla y de los P&C a “jalonar” un proceso de alto impacto social y empresarial de desarrollo de la competitividad de las empresas con base en el desarrollo de los proveedores. (f) Decisión de los actores involucrados de poner a disposición los recursos y capacidades necesarios y suficientes para que sus intereses y expectativas de mejora y desarrollo se vean cumplidas. (g) Decisión de los actores involucrados para trabajar en asociatividad empresarial y colaborativamente en la mejora del relacionamiento y atención a los temas problemáticos identificados. (h) Confianza y visiones compartidas de mediano y largo plazo entre los actores involucrados con respecto al desarrollo de P&C <sup>(9)</sup>.

## Soporte Teórico

Valor Compartido (Porter & Kramer, 2011): Conjunto de políticas y prácticas operativas que permiten, de manera simultánea, incrementar la competitividad de la empresa y avanzar en las condiciones económicas y sociales de las comunidades en las cuales opera.

Este concepto de VALOR COMPARTIDO es la base teórica del modelo porque: (a) Expresa en profundidad lo que significa el “espíritu” de la gestión del relacionamiento entre el EC y sus P&C, en términos de sostenibilidad empresarial de las partes. (b) Conecta la naturaleza de las empresas (competitividad del negocio) y su sostenibilidad con el entorno en el que actúa.

## Gestión de Riesgos de Negocio y de Aprovisionamiento

En este contexto, el riesgo (Schlegel & Trent, 2016) es la probabilidad o amenaza de daño, lesión, responsabilidad, pérdida u otras ocurrencias negativas al proceso de abastecimiento y relacionamiento con P&C causada por vulnerabilidades externas o internas que comprometen el conocimiento, la disponibilidad, remplazabilidad de P&C, las cuales pueden ser evitadas a través de acciones preventivas. El riesgo es uno de los aspectos críticos al iniciar una intervención con base en el ESDP. Se trata de tomar medidas para evitar o minimizar crisis dentro del relacionamiento. Considerando los P&C (lado de la oferta) las Anclas pueden analizar los riesgos bajo dos aspectos: (a) Motivado por los P&C: Calidad de B&S, reputación, daño a la marca, crisis del P&C, entre otros. (b) Motivado por indisponibilidad de P&C: Mercados del B&S cerrados (monopolios u oligopolios), crisis en el mercado de P&C, entre otros. En ambos casos y dependiendo de la categoría (segmentación) establecida para B&S, cada Ancla debe gestionar los riesgos en el contexto del relacionamiento con el rigor apropiado. Sin embargo los P&C también asumen riesgos de cara al Ancla (lado de la demanda). El modelo ESDP considera la oportunidad de ser bidireccional. Pero la lógica de los mercados marca un sentido predominante, especialmente con respecto al tamaño de las empresas y su poder de negociación en los mercados. Esto afecta especialmente a las empresas Pymes. En todos los casos, se debe tener en cuenta que el riesgo debe ser gestionado por ambas partes, tanto el Ancla como los P&C. Si bien los P&C pueden gestionar algunos riesgos, otros pueden estar fuera de control. Por esta razón es importante procurar un adecuado conocimiento entre las partes.

<sup>(9)</sup> Son condiciones mínimas iniciales que posibiliten el “lanzamiento” del modelo. En la medida que se cumplan las condiciones establecidas en el marco de actuación (gobernanza) acordado y se estén cumpliendo los objetivos previstos, se genera la confianza necesaria para el impulso y feliz término del proyecto específico en el marco del modelo ESDP.

## Corrupción en el relacionamiento. Pacto Global y ODS

Dada la relevancia del tema de la corrupción y el soborno, se considera importante tener en cuenta su impacto en el relacionamiento entre las EC con sus P&C. El ESDP debe ajustarse plenamente a las disposiciones éticas reconocidas a nivel mundial <sup>(10)</sup>.

El relacionamiento EC con los P&C trae consigo relaciones de poder e intereses que mal manejados destruyen valor para las empresas y para la sociedad en su conjunto. Debe quedar explícito en el marco de actuación del ESDP el rechazo rotundo a algún tipo de expresión de corrupción. Los códigos de conducta que presentan muchas empresas, deben ser extendidos a sus P&C de manera que este tema sea claro en cualquier tipo de relacionamiento, con indicaciones claras del procedimiento a seguir en caso de darse por cualquiera de las partes.

## Articulación del ESDP en la gestión del relacionamiento con los P&C

En el entorno empresarial se identifica una tendencia para gestionar el relacionamiento con un segmento de sus P&C bajo expectativas particulares de mejora y desarrollo en calidad, oportunidad de entrega, precio competitivo, riesgo, innovación, entre otras variables.

La gestión del relacionamiento de empresas Ancla con algunos de sus segmentos de P&C tiene dos vertientes importantes. La primera se refiere a su gestión a nivel

nacional y global que las llevan a efectuar inversiones por la vía de alianzas y otras formas asociativas con sus P&C de interés, de las que esperan importantes compensaciones (especialmente retornos en dinero). La segunda se presenta con empresas P&C que se pueden considerar pequeñas (PYMES), haciendo referencia al mejoramiento de los recursos y capacidades que manejan. Esto se da, en la mayoría de los casos, bajo una visión de rentabilidad, crecimiento y sostenibilidad empresarial de mediano y largo plazo. El ESDP apalanca la segunda vertiente atrás planteada. Se apoya en que los beneficios obtenidos por un Ancla, en calidad de EC, son importantes cuando invierte en P&C buscando mejoramientos empresariales que redunden en incremento de la atractividad de su producto (tanto del ofrecido como insumo por el P&C, como por el que entrega el Ancla). Este mecanismo de “inversión” en el relacionamiento CE-P&C, se considera todavía atípico en los mercados de nuestro medio, y cobra relevancia frente a la competitividad y sostenibilidad de las empresas en mercados con tendencia a globalizarse. Aquí surge la pregunta: ¿qué tan dispuesta estaría una empresa Ancla para invertir, en proyectos que “aparentemente” son de beneficio exclusivo para el P&C?

La respuesta a esta pregunta puede darse bajo diferentes enfoques, fundamentados en la visión que tienen la sociedad y sus integrantes con respecto al mundo y las relaciones entre quienes lo habitan. Una respuesta pragmática, serían los beneficios económicos para el Ancla y el P&C, materializados principalmente en incremento de su productividad y competitividad luego de hacer la inversión correspondiente. Existen otros beneficios en la aplicación del ESDP, debidos a la sinergia en el relacionamiento establecido que no quedan “visibles” para un decisor de la empresa Ancla. Incluso para el decisor del lado del P&C, quien sólo ve

<sup>(10)</sup> Caso OCDE (Organización para la Cooperación Económica), ONU (Naciones Unidas) con los principios del Pacto Global, entre muchas otras.

en el modelo del ESDP una “oportunidad” de sobrevivir en el mercado.

La **Figura 1**, presenta una evolución del relacionamiento a partir del ESDP entre el Ancla y sus P&C, enfocadas en la sostenibilidad. Para el éxito de un proyecto colaborativo es esencial sentar bases de confianza mutua entre los participantes, lo cual debe considerarse como una condición básica en el marco del ESDP.

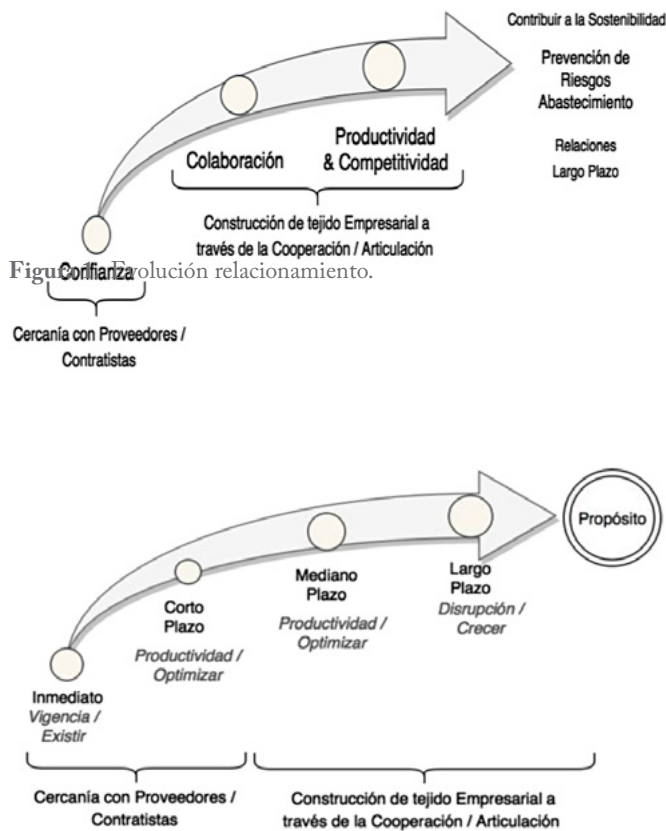


Figura 2. Evolución relacionamiento en ESDP.

La **Figura 2**, explica que lo planteado en el ESDP obedece a una lógica de crecimiento y sostenibilidad en el tiempo con metas y propósitos claros a alcanzar, los cuales deben ser beneficiosos para las partes y para la sociedad en su conjunto.

(11) Se entiende acá “mercado” como la “institución” u organización social a través de la cual los P&C (productores y vendedores) y clientes (consumidores o compradores) de un determinado producto, entran en estrecha relación comercial a fin de realizar transacciones acordes con unas condiciones preexistentes y con una expectativa a darse en el futuro.

(12) Estos actores son en principio las Anclas, los P&C y los Aliados. La “sinergia” producida por esta resultante puede extender sus beneficios a la sociedad en su conjunto.

## ¿Qué se busca con el ESDP?

El objeto del ESDP es servir de mecanismo para facilitar el relacionamiento entre la EC y sus P&C mediante acciones de asociatividad empresarial colaborativas orientadas a la mejora y desarrollo de P&C. Genera sinergia entre las empresas que comparten necesidades comunes, y pueden ser atendidas por actores o instituciones habilitadas para esto desde su misión. Se contempla la posibilidad de participación de un actor adicional responsable de gestionar y garantizar el cumplimiento de los compromisos que se pactan en desarrollo de una iniciativa particular. La presentación simplificada del modelo es la siguiente:

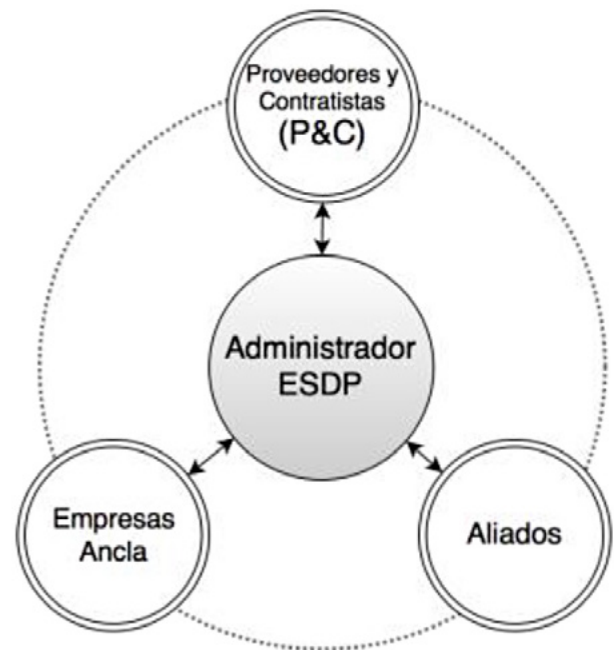


Figura 3. Relaciones entre actores modelo ESDP.

El modelo de ESDP “orienta” los esfuerzos y propósitos presentes en un determinado mercado <sup>(11)</sup>, buscando que estos generen beneficios de interés para los actores <sup>(12)</sup>. Las **Figuras 4, 5, 6 y 7** ilustran los esfuerzos.

Es necesario tener explícitos los mecanismos sociales y de conducta humana que hacen eficiente y sostenible este relacionamiento. Entender el concepto de mercado como un “campo de relacionamiento” (CR) puede ayudar a dar claridad.

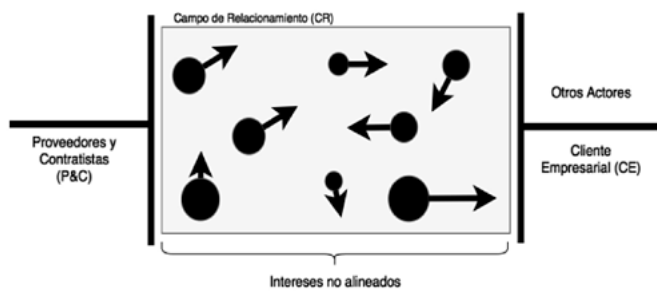


Figura 4. Fuerzas actuantes en el mercado.

El modelo ESDP aporta elementos que a través del cambio en patrones de conducta introducen al mercado comportamientos que favorecen el alineamiento de estas fuerzas. Induce a la asociatividad y la cooperación interempresarial con criterio de beneficios mutuos.

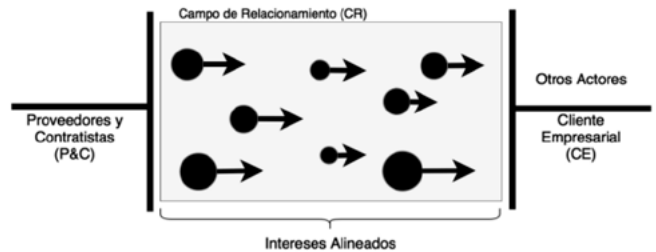


Figura 6. Impacto de las fuerzas polarizantes.

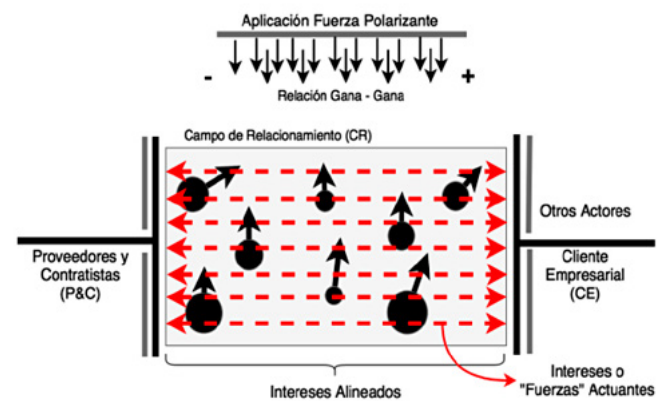


Figura 5. Fuerzas actuantes en el mercado, afectadas por fuerzas polarizantes.

Tomando como referencia las fuerzas que caracterizan el campo de relacionamiento, en 2016 se realizó un ejercicio de Identificación de Factores Mínimos para Ensamblar Procesos de Colaboración entre P&C (Ospina & Ruiz, 2016). Utilizando el análisis estructural se deduce que las acciones que se realizan orientadas a tener escenarios de colaboración que impactan el campo de relacionamiento anteriormente descrito, están íntimamente ligadas con el desarrollo y la sostenibilidad de las empresas que participan, como se muestra en la **Figura 8**.



Figura 7. Algunas fuerzas que caracterizan el campo de relacionamiento.

Los cambios esperados y deseables en el relacionamiento entre el Ancla y sus P&C en el respectivo CR (Mercado) no se dan durante la ejecución de un proyecto colaborativo particular. Dada la conducta humana, se considera que este ejercicio debe repetirse varias veces hasta restringir al máximo posible el oportunismo o individualismo que conducen a relaciones del tipo “Gana-Pierde”. Por esta razón, una premisa esencial del modelo ESDP es que “todos ponen” esfuerzo, recursos y capacidades para cumplir con los objetivos planteados en el proyecto de desarrollo y es lo que le da el carácter de ecosistema.

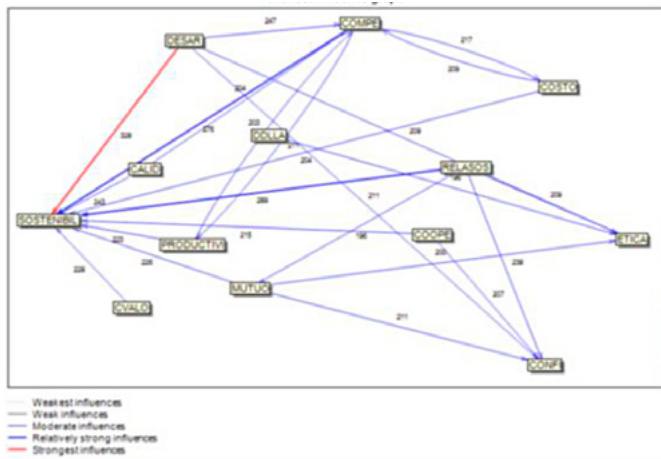


Figura 8. Relación impacto fuerzas en campo de relacionamiento.

Los cambios en el CR se dan produciendo resultados beneficiosos para las partes. La ilustración No.7 representa este efecto.

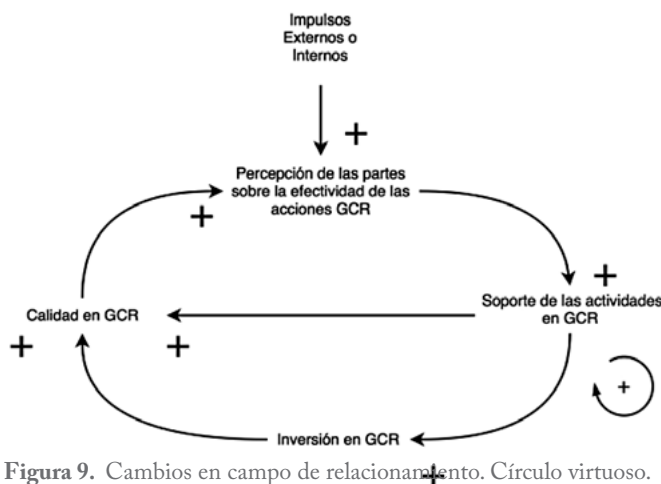


Figura 9. Cambios en campo de relacionamiento. Círculo virtuoso.

## Actores del ESDP

**Empresas Ancla:** Participan voluntariamente en el ESDP. Tienen el interés de movilizar recursos y capacidades que favorecen el desarrollo empresarial de sus P&C, con beneficios mutuos para fomentar la competitividad y sostenibilidad.

Un proyecto particular de mejora del relacionamiento o desarrollo podría realizarse con la participación de varias Anclas, con sus P&C de interés, y con el apoyo de uno o varios Aliados.

**Empresas P&C:** Empresas de B&S apoyadas por las Ancla(s) para participar en uno o varios de los programas creados en el ESDP. Su participación es voluntaria y condicionada al propósito que enmarca el Ancla y el ESDP en su conjunto. Son receptoras de apoyo para su fortalecimiento empresarial a partir de los proyectos definidos en el Programa.

**Instituciones Aliadas:** Entidades, gremios, agencias de cooperación y organizaciones de carácter local, regional, nacional e internacional (públicas, privadas o mixtas) que promueven el desarrollo empresarial en general, o de sus empresas asociadas en particular. Dentro de sus funciones está transferir al sector recursos y capacidades de diversa índole. Incluye: Universidades, Cámaras de Comercio, entidades gubernamentales de fomento a la industria, etc.

**Administrador del ESDP:** Encargado de facilitar la ejecución del programa definido por los participantes según el código de gobierno establecido. Puede ser un organismo oficial, privado o mixto, de carácter gremial o especializado en un área productiva o de conocimiento. Sus roles son múltiples: Facilitador de confianza en el CR, potencializador de otras oportunidades entre las partes a partir de “excedentes” de recursos y capacidades detectados, y gestión de externalidades presentadas durante la ejecución del proyecto de de-

sarrollo. La **Figura 9** expresa la responsabilidad del Administrador en la búsqueda de una realimentación positiva de este ciclo.

Un actor importante del ESDP y “líder natural” del mismo es la empresa Ancla, por su capacidad de convocatoria y de gestión frente a sus P&C, los Aliados y el Administrador del ESDP. Sus necesidades específicas movilizan a los otros actores y dan alcance a los proyectos planteados.

Este liderazgo asegura en las partes, la existencia y viabilidad de la iniciativa de desarrollo por parte del Ancla, lo cual genera credibilidad y motivación para actuar. Moviliza de la intención a la acción, para producir resultados y ambientes que pueden cambiar actitudes no deseables en el relacionamiento.

Este liderazgo le exige al Ancla consistencia y coherencia en el relacionamiento con sus P&C y la aplicación del modelo ESDP. Debe ser una estrategia que involucre a toda la organización Ancla.

El liderazgo del Ancla no inhabilita al Administrador del proyecto de desarrollo para la construcción de principios comunes de funcionamiento del proyecto de desarrollo específico, los la definición de las reglas de juego, mecanismos de toma de decisiones, asignación de responsabilidades, definición de canales de comunicación, seguimiento y evaluación de resultados. Para todos los asuntos que impliquen relacionamiento debe existir consenso entre las partes y acuerdo en los principios que aseguran el equilibrio y la sostenibilidad del ESDP.

Al cumplirse las expectativas y satisfacer los intereses de los participantes en el proyecto de desarrollo, se da sentido y validez al ESDP como modelo asociativo empresarial colaborativo y sostenible en el tiempo. Incluye la posibilidad de ser aplicado con otros actores

y en otros mercados creando una espiral virtuosa de desarrollo y sostenibilidad para las empresas y para la sociedad en conjunto.

## Implementación y Retos

“Del dicho al hecho ...”. Hablar del relacionamiento EC con sus P&C en “abstracto” puede considerarse una tarea fácil. En realidad, pueden existir en las empresas Anclas, en los P&C o en el mismo mercado que los vincula, asuntos como los presentados en la **Tabla 1**, la cual representa los desafíos del ESDP sobre temáticas que se han trabajado entre las relaciones EC-P&C, y otras que no han adelantado y que inciden en la disposición a colaborar y cooperar para un determinado propósito o a competir para otros. Lo que promueve el ESDP es la generación de dinámicas de cooperación que se transforman en ventajas competitivas sostenibles para las empresas participantes y sus regiones de interés. Si alguno(s) de los asuntos presentados en las tablas es relevante en el relacionamiento de un determinado mercado, se considera que debe(n) ser tenido(s) en cuenta y tratados en el ESDP.

<b>Interés mutuo principal: Rentabilidad, sostenibilidad, productividad. A través de confianza, credibilidad y disponibilidad mutua.</b>	<b>Contribución al desarrollo nacional apoyando políticas</b>
Claridad de las acciones.	Capacidad de respuesta conjunta a otros proveedores y clientes.
Direccionamiento mutuo y compartido con otros actores.	Atención mutua a la propiedad intelectual y reglas convenidas de confidencialidad.
Identificación de necesidades mutuas y con terceros.	Posibilidades de contratación conjunta de B&S.

Tabla 1. Inductores de Relacionamiento EC - P&C.

A propósito de lo expresado anteriormente, en el texto *Toward a New Literacy of Cooperation in Busi-*



ness - Managing Dilemmas in the 21st Century, del Institute for the Future (Saveri, Rheingold, Pang, & Vian, 2004), se propone una forma interesante para examinar la cooperación e identificar oportunidades de su aplicación en las empresas en lugar del tradicional concepto de competitividad, en lo aplicable a asuntos susceptibles de ese manejo en el mercado. El modelo ESDP y su aplicación es consistente con estrategias de: (a) Generación de conocimiento colectivo. (b) Gestión adaptativa de recursos. (c) Respuesta y preparación colectiva. (d) Organizaciones de negocios sostenibles. (e) Política aplicada entre pares.

## Conclusiones

La gestión del relacionamiento entre las EC y sus P&C debe ser de interés estratégico para todas las empresas por una razón básica: Búsqueda de la sostenibilidad. Esta condición impone retos: ¿Cómo incentivar la cooperación para asegurar la sostenibilidad?. ¿Cómo alinear intereses para este propósito?. El ESDP es una estrategia cooperativa que permite optimizar recursos, desarrollar capacidades y fortalecer relaciones a largo plazo, aprovechando economías de escala a partir de las sinergias detectadas. Fomenta la innovación abierta, favorece la “cooperencia” el el SEEC y otros sectores para expandir mercados, siendo competitivos y sostenibles en el mediano y largo plazo. La estrategia fundamental con la cual se deben direccionar los negocios del SEEC, es cambiarlas actitudes de competencia por acciones de cooperación, asociatividad y colaboración empresarial.

Un Marco de Actuación será el garante del espíritu de cooperación del ESDP. Cada iniciativa o proyecto particular podrá contemplar asuntos adicionales alineados con el marco general, incluyendo temas de gobierno y coordinación.

En ciertas condiciones de los mercados y del relacionamiento, los conceptos Proveedor y Competidor se confunden en una zona gris que limita la interacción colaborativa. En previsión a que esto ocurra, deben definirse límites para las acciones cooperativas y es necesario establecer sus diferencias para hacer viable el marco de actuación de referencia.

El ESDP como modelo induce a la práctica inmediata, motiva la atención y asignación de roles e incentivos en el personal de las organizaciones. Requiere visión de largo plazo. Es un modelo dinámico. Los recursos para la ejecución de las iniciativas pueden provenir de las mismas empresas Ancla o de sus P&C por la vía de aporte de instalaciones para reuniones y formación, tiempo laboral de los funcionarios para efectos de capacitación, incluyendo aportes en dinero y especie.

En relación con los incentivos para los participantes, los funcionarios de las empresas deben recibir un “título” que acredite su asistencia y conocimiento. Este puede ser un asunto a evaluar en cada iniciativa.

La rigurosidad en el seguimiento a las iniciativas programas y proyectos que se realicen asegura el éxito de la aplicación del modelo y de la iniciativas particulares. La difusión de los resultados y casos de éxito motiva a los decisores de las Anclas y a los P&C para participar con más iniciativas y proyectos colaborativos. Este es el sentido del diagrama causal mostrado en este documento.

Otro factor importante son las herramientas y técnicas seleccionadas para implementar cada acción de proyecto de relacionamiento o desarrollo en el ESDP.

Los autores de este documento continuarán mejorando las ideas, argumentos y descripción del modelo Ecosistema Sostenible de Desarrollo de P&C, y estiman que motivarán a más empresas para su aplicación y búsqueda de otras alternativas con un pro-

pósito esencial: La sostenibilidad, entendida desde lo individual hasta lo colectivo, con criterios económicos, sociales y ambientales.

El ESDP no es la “única alternativa”. Es un modelo que condensa las experiencias vividas por los autores sobre iniciativas de trabajo colaborativo con foco en desarrollo de recursos y capacidades en los P&C de tres organizaciones consideradas en Colombia con un alto potencial de gestión para convocar actores que comparten el interés en el desarrollo empresarial y la sostenibilidad.

## Autores

### Jaime Alberto Ospina Gallo.

ISAGEN ESP SA

Profesional Abastecimiento - Gestión de Proveedores

Correo: jaospina@isagen.com.co

Teléfono: (+57-4) 325 77 22. Móvil (+57) 300 857 7367

Carrera 30 No. 10C-280. Medellín Colombia

### Gustavo Adolfo Arias Zabala.

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP SA. EPM

Profesional Cadena de Suministro. Unidad Diversidad y Desarrollo de Proveedores.

Correo: gustavo.arias@epm.com.co

Teléfono: (+57-4) 380 51 18. Móvil: (+57) 300 732 40 09

Carrera 58 # 42-125. Medellín, Colombia

### Alberto Molina Ossa.

ISA Intercolombia S.A., E.S.P. (filial del Grupo ISA)  
Analista Planeación y Evaluación Aprovechamiento

Correo: almolina10@hotmail.com

Teléfono: (+57) 320 6141469

Calle 12 Sur # 18-168. Medellín, Colombia

## Referencias

- Araujo, F. H., Wartenberg, L., de Zubiria, J., Acosta, O. L., Martínez, C. C., Wilches-Chaux, G., ... Bernal, A. T. (2015\*). Objetivos de desarrollo sostenible, Colombia: herramientas de aproximación al contexto local. PNUD.
- Bidault, F., Despres, C., & Butler, C. (1998). The drivers of cooperation between buyers and suppliers for product innovation. *Research Policy*, 26(7-8), 719-732.
- ISAGEN. (2016). Informe de Gestión ISAGEN - 2016.
- Ospina, J., & Ruiz, Y. (2016). Identificación de Factores Mínimos para Ensamblar Procesos de Colaboración entre Proveedores. ISAGEN.
- Porter, M., & Kramer, M. (2011). La creación de valor compartido. *Harvard Business Review América Latina*, Enero-febr, 3-18.
- Saveri, A., Rheingold, H., Pang, A. S.-K., & Vian, K. (2004). Toward a new literacy of cooperation in business: Managing dilemmas in the 21st century. Institute for the Future, Technology Horizons Program, at [Http://www.Iftf.org/docs/SR-851A\\_New\\_Literacy\\_Cooperation.Pdf# Search, 22](http://www.Iftf.org/docs/SR-851A_New_Literacy_Cooperation.Pdf# Search, 22).
- Schlegel, G. L., & Trent, R. J. (2016). *Supply Chain Risk Management: An Emerging Discipline*. CRC Press.

# Innovación en proyectos de transmisión con criterios de sostenibilidad

Mención especial como segundo mejor trabajo

## Área 7 – DESARROLLO SOSTENIBLE

### Autores

Diego Mauricio Tauta Rúa  
Alexander Sanchez Ocampo  
Santiago Agudelo Cortez  
Luis Alejandro Olarte Acevedo  
Santiago Bustamante Mesa  
Daniela Rendon Ramos

### Empresas

EPM - Empresas Públicas de Medellín E.S.P.  
Institución Universitaria Pascual Bravo (IUPB)  
Dirección (EPM): Cra 58 # 42-125  
Código Postal (EPM): 050015  
Teléfono (EPM): +5743802817  
E-Mail: diego.tauta@epm.com.co

**Palabras clave**—Sostenibilidad, Postes en fibra de vidrio, cables HTLS, aisladores poliméricos, líneas compactas, gestión de activos, impacto social y ambiental.

### Resumen

Hoy día el desarrollo de proyectos de transmisión de energía enviste grandes desafíos, no sólo desde el aspecto técnico, sino desde la óptica de lograr su aceptación por parte de la comunidad, pues la posición de ésta cada vez es más crítica, y atiende tanto los impactos ambientales y sociales que conllevan estos proyectos. Con base en lo anterior, el objetivo del presente trabajo fue elaborar una metodología para analizar estos proyectos con criterios de sostenibilidad, buscando un adecuado equilibrio entre los aspectos económicos, impactos ambientales y sociales.

En el presente estudio se exhibe una metodología de análisis comparativo, en la cual se cotejan las alternativas de construir el proyecto de transmisión con materiales convencionales y con materiales alternativos (principalmente polímeros, fibra de vidrio, y fibra de carbono);

incluyendo dentro de este análisis el comportamiento eléctrico y mecánico de la línea, la valoración de los aspectos económicos del proyecto y los impactos ambientales y sociales que conlleva cada una de estas opciones. Se remarca que la metodología propone realizar un análisis general del proyecto, teniendo en cuenta tanto los costos de adquisición (CAPEX), como aquellos asociados a la operación y mantenimiento (OPEX), de tal manera que la sostenibilidad sea evaluada con criterios de gestión de activos.

## Introducción

Los desarrollos tecnológicos de los últimos años sobre los apoyos, cables y aisladores de las redes de transmisión, ha permitido desarrollar proyectos innovadores, donde no sólo se consigue un comportamiento electromecánico mejorado, sino que se reducen los impactos ambientales y sociales durante la construcción de la infraestructura.

En el presente trabajo se realizó, para un proyecto específico, un análisis sobre el impacto que tienen los materiales con los cuales se construye una línea de transmisión sobre sus costos asociados (CAPEX y OPEX), desempeño electromecánico e impactos socioambientales, con el fin de conseguir criterios comparativos entre los materiales convencionales y los materiales alternativos. Se determinó que la ejecución de los proyectos de transmisión utilizando elementos constituidos por materiales compuestos, no sólo aporta ventajas al comportamiento electromecánico, sino que minimiza los impactos ambientales, y sociales, conexos a este tipo de infraestructura. Para proyectos con condiciones específicas, la utilización

de este tipo de materiales permite adicionalmente reducir los costos tanto de CAPEX y OPEX, con lo cual se consigue cumplir con los tres estamentos sobre los cuales se fundamenta la sostenibilidad en proyectos de ingeniería.

La metodología desarrollada permitirá, en etapas previas, evaluar la factibilidad de desarrollar un proyecto de redes de transmisión utilizando materiales no convencionales, de tal forma que se logren potencializar todas las ventajas identificadas, no solamente para el proyecto, sino para el medioambiente y sociedad dentro del área de influencia de la red.

## Conceptos generales

### A. Sostenibilidad en proyectos de transmisión

En la actualidad, el término sostenibilidad es frecuentemente escuchado en diferentes espacios, principalmente en aquellos donde se evalúa el impacto que ha tenido la humanidad en su entorno a causa de la satisfacción de sus necesidades, lo que ha desencadenado cambios adversos, a la fecha irreversibles, especialmente en el clima a nivel global. De acuerdo con la comisión mundial sobre el medio ambiente y el desarrollo, se define sostenibilidad como [1]: “La satisfacción de las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”. El desarrollo sostenible consta de tres pilares fundamentales: “Trata de lograr, de manera equilibrada, el desarrollo económico, el desarrollo social y la protección del medio ambiente”.

Así, se entiende que los proyectos de transmisión sostenibles son aquellos que buscan cumplir su objetivo principal, el cual es transportar energía eléctrica a los centros de consumo, minimizando los impactos am-

bientales y sociales sobre su entorno, maximizando sus beneficios económicos.

En los proyectos de líneas de transmisión se presentan una serie de impactos ambientales y sociales que ocasionan que éstos sean objeto de oposición por parte de la comunidad. Si bien estos impactos no son tan elevados como en otro tipo de proyectos, es innegable que el medio tiene una serie de cambios cuando se construye este tipo de infraestructura. Dentro de los impactos que se pueden ocasionar se resaltan:

- Demanda de recursos naturales por obras civiles.
- Aprovechamiento forestal
- Limitaciones en la utilización de los predios
- Disminución del costo del suelo
- Impacto paisajístico

Existen algunos impactos que si bien son identificados durante los estudios ambientales (EIA), no logran ser mitigados ni reducidos por medio de los planes de manejo ambiental (PMA) implementados. Ejemplo de esto son el impacto paisajístico que ocasiona la infraestructura de transmisión, y la disminución en el costo del terreno que ocasiona la constitución de las servidumbres. Si bien existen estudios que han permitido de alguna forma cuantificar este impacto [2] [3], las metodologías de evaluación de impactos ambientales vigentes no consideran éstos dentro de sus planes de mitigación; y es por esto mismo que se hace tan importante buscar alternativas que minimicen tales impactos en los proyectos.

### B. Innovación en proyectos de transmisión

La historia de la transmisión de la energía eléctrica empieza cerca del año 1891 en Alemania, con la pri-

mera línea a 15 kV, con una longitud de 175 km. A medida que la demanda de energía crecía, las líneas de transmisión también fueron creciendo en longitud y voltaje, llegando a la fecha a longitudes superiores a los 2 000 km, y algunas con niveles de tensión de hasta 1 200 kV. Este proceso de evolución ha generado que a lo largo de los últimos 125 años los profesionales del área de transmisión desarrollen avances tecnológicos que permitan construir infraestructura más robusta, confiable, y segura tanto para la operación como para las personas que la circundan.

En los últimos años, cuando los retos técnicos más exigentes han sido sorteados con excelentes resultados, surge la necesidad de desarrollar infraestructura que minimice los impactos ambientales y sociales, especialmente en los casos donde ésta es localizada en zonas de mayor concurrencia de comunidad. Es por esta razón que a la fecha ya existen varios proyectos de transmisión que han sido desarrollados con la visión de “integrar” la infraestructura a su entorno, con el fin de reducir la percepción negativa de la comunidad y a su vez aportar de manera positiva al entorno [4], [5]. Para este tipo de desarrollos, los materiales constitutivos de las líneas de transmisión juegan un papel fundamental, razón por la cual son la base para el análisis de proyectos innovadores en transmisión de energía.

## Principales elementos constitutivos de líneas de transmisión

Consecuentemente con el avance de las líneas de transmisión a través de la historia, los elementos que se requieren para su construcción también han tenido avances significativos. A continuación, se presenta una breve descripción de la evolución de los principales elementos constitutivos: cables, apoyos y aisladores,

realizando una descripción de aquellos que se proponen ser utilizados en el presente análisis.

## A. Cables conductores

En las primeras líneas de transmisión se utilizó el cobre como material constitutivo de los cables dada su baja resistencia eléctrica, sin embargo, prontamente entró el aluminio como material sustitutivo, dado su menor precio y condición mecánica. A principios del siglo XX fue introducido el cable ACSR (*Aluminum Conductor Steel Reinforced*), el cual combinaba el bajo peso y alta capacidad de transporte del aluminio, con la alta resistencia mecánica del acero. En conjunto con el cable ACSR, se han desarrollado otros cables de aluminio que se utilizan con regularidad en sistemas de transmisión, como lo son el ACAR (*Aluminum Conductor Aluminum-Alloy Reinforced*) y el AAAC (*All Aluminum-Alloy Reinforced*).

En los últimos años la industria ha desarrollado ciertos tipos de cable, los cuales combinan una muy elevada capacidad de transporte (alta temperatura), con una muy buena relación tensión-peso, lo cual reduce su flecha (baja flecha), y por esto son identificados como cables HTLS (*High Temperature Low Sag*). Estos cables han sido utilizados en los últimos años en proyectos de repotenciación de líneas de transmisión, en los cuales se requiere aumentar la capacidad de transporte, conservando los esfuerzos mecánicos sobre los apoyos y las distancias de seguridad del cable al suelo. A la fecha existen varios tipos de cable HTLS, dentro de los cuales se resaltan: ACSS (*Aluminum Conductor Steel Supported*), GTACSR/GTZACSR (*Gap Type Thermal-Resistant Aluminum Alloy Conductor Steel Reinforced*), STACIR (*Super Thermal Aluminum-Alloy Conductor Invar Reinforced*), ACCR (*Aluminum Conductor Composite Reinforced*) y ACCC (*Aluminum Conductor Composite Cable*)

Cada uno de estos cables tiene ventajas que validan su utilización en casos específicos. Para más información sobre estos cables se pueden consultar las referencias [6], [7]. Uno de los cables que ofrece mayores ventajas, dadas sus características mecánicas y eléctricas, es el cable ACCC.

### Cable ACCC

El cable ACCC cuenta con un núcleo de fibra de carbono e hilos de aluminio recocido. El cable fue desarrollado y patentado por CTC Global (anteriormente Composite Technology Corporation) en 2003. A 2010 se registraban cerca de 10 000 km de cable instalado [8], mientras que para 2015 se reportaban 32 000 km instalados por CTC Global [9]. Este cable es muy ligero, toda vez que el alma de acero de los conductores tradicionales se sustituye por una de fibra de carbono, la cual es más resistente a las tensiones mecánicas y presenta un peso menor, así esta reducción puede ser utilizada para la incorporación de más aluminio en el conductor aumentando su sección, y por ende la potencia transportada. El conductor está diseñado para operar a una temperatura continua de 180 °C, hasta 200 °C en condición de emergencia.

Al ser conductores con baja flecha (la menor de todos los cables HTLS), pueden ser usados para proyectos especiales, en los que se requiera de vanos muy largos y no exista la posibilidad de instalación de apoyos, así, el cable respetara aun en condiciones de alta temperatura, las distancias de seguridad respecto al suelo.

La principal desventaja de estos cables frente a los cables ACSR, e incluso frente a otros cables HTLS, es su costo. Un conductor ACCC puede costar entre 2,5 y 4,0 veces lo que cuesta un cable de tipo ACSR. Aunque los conductores ACCC tienen una flecha considerablemente menor respecto de otros con-

ductores HTLS, su núcleo es bastante elástico y es hundido por la acción de cargas verticales como las ejercidas por hielo, por lo cual no se recomienda su utilización en casos donde se espera grandes manguitos de hielo.

Si bien el proceso de montaje de este cable es muy similar al cable ACSR, el conductor tiene un radio de curvatura mínimo mayor, lo que requiere un cuidado especial durante la instalación. Al igual que los demás cables tipo HTLS, este conductor requiere herrajes especiales.

### B. Apoyos

Los primeros apoyos utilizados en las líneas de transmisión correspondieron a postes de madera, sin embargo fueron sustituidos por postes en concreto y acero, a medida que se realizaban mayores solicitudes mecánicas, sin embargo, estos también tenían limitaciones al momento de requerirse construir líneas de transmisión con vanos largos, pues deberían ser muy pesados y difíciles de transportar, o requerían ser soportados por medio de riostras; razón por la cual aparecieron las torres de acero en celosía autoportantes, las cuales no sólo tienen gran resistencia mecánica, sino que su transporte y construcción resulta ser muy versátil, y sencillo. Si bien las torres continúan siendo el principal tipo de soporte en las líneas de transmisión de alta tensión, en algunas ocasiones se recurre a la utilización de postes, especialmente en líneas de transmisión que se construyen en zonas urbanas alta densamente pobladas, pues éstos son más esbeltos y requieren menores distancias de seguridad y faja de servidumbre. Los postes de madera, concreto y acero son los de mayor utilización a nivel mundial, sin embargo, en redes de distribución, y en los últimos años en redes de transmisión, se ha popularizado la utilización de postes contruidos en fibra de vidrio.

### Postes de fibra de vidrio

Los postes de polímero reforzados con fibra de vidrio (PRFV), los cuales son fabricados por diferentes métodos (pultrusión, devanado de filamentos, fundición centrífuga e infusión de resina), surgen como una gran alternativa para reemplazar aquellos fabricados en concreto, acero y madera, pues al ser fabricados bajo normas internacionales (ANSI y ASTM) pueden igualar y superar ciertas características de estos últimos, entre las cuales se encuentran:

- Mayor vida útil respecto a otras estructuras. Hasta 80 años libre de mantenimiento [19].
- Al utilizar poliéster reforzado con fibra de vidrio, resulta ser una estructura aislante, lo cual mejora las características de aislamiento.
- Su construcción es modular, lo que facilita su transporte e instalación.
- Disminuye tiempos de construcción y no se necesita personal especializado en armado de estructuras.
- Cuentan con mayor resistencia mecánica, siendo incluso más ligeros.
- Fácil acceso a terrenos irregulares.

Por ser un elemento que hace poco está siendo utilizado masivamente en proyectos de electrificación, relativamente nuevo en el mercado, las fuentes de información respecto a su comportamiento y ventajas se encuentra principalmente en datos de fabricantes. Se ha visto que su utilización no se ha masificado, entre otras razones, porque aún se presenta incertidumbre e inquietudes respecto a las características de los materiales y su comportamiento ante condiciones ambien-

tales, como la degradación del poliéster asociado a la exposición a rayos UV. En este aspecto empresas del sector han logrado significativas mejoras, afirmando que no existe degradación alguna. Es necesario considerar también la permeabilidad del material, la cual garantiza que no presentará retención de líquidos en caso de exposición al agua y así mantener su propiedad aislante. Además, también es importante considerar su característica con respecto a retardo a la llama, haciéndolo una estructura no flamable.

Uno de los aspectos técnicos importantes a considerar con este tipo de postes es la máxima deflexión de la estructura en relación a su altura total, la cual ha venido presentando mejoras hasta obtener un patrón de deflexión correspondiente al 10% de su largo útil sin mayores sobrecostos.

### C. Aisladores

En el inicio de los sistemas eléctricos la porcelana fue el aislador por excelencia, gracias a sus excelentes características eléctricas y mecánicas. En los años 30's ingresaron al mercado los aisladores de vidrio templado, los cuales presentan varias similitudes con los primeros, sin embargo, seguían siendo los aisladores de porcelana los más utilizados a nivel mundial. En la década de 1960 se introducen al mercado los aisladores poliméricos, los cuales a 2015 cubren ya cerca de un 40% del mercado mundial [10].

#### Aisladores poliméricos

Un aislador polimérico consta esencialmente de una varilla de fibra de vidrio reforzada con resina como núcleo, atendiendo las solicitudes mecánicas, sobre la cual están montados los accesorios metálicos de los extremos que permiten sujetar los cables y los apoyos,

para finalmente ser cubierta por una chaqueta polimérica que la protege de las condiciones ambientales y cumple los requerimientos de aislamiento.

Los aisladores poliméricos para aplicaciones en intemperie son desarrollados a partir de la década de 1960, los cuales fueron construidos con cubiertas de etileno-propileno (EPR), propileno de etileno dieno metileno (EPDM), politetrafluoroetileno (PTFE), caucho de silicona (SiR) o similar. En sus inicios, se experimentaron varias dificultades técnicas como lo fue la adhesión entre los materiales, la penetración de la humedad al núcleo y la instalación de los herrajes finales. Para la década de los 80's se dio un mayor uso a los aisladores con goma tipo SiR, por su resistencia a la intemperie, y sus propiedades hidrófobas que permiten mejorar el máximo voltaje soportado en condiciones altas de contaminación.

Una de las principales razones para el uso de los aisladores poliméricos se relaciona con su peso. El peso de una cadena de aisladores compuestos llega a ser hasta un 10% de su equivalente en porcelana o vidrio, permitiendo de esta manera el diseño de apoyos más ligeros, o la optimización de líneas existentes. Otro aspecto se relaciona con la reducción de costos, lo que incluye un menor costo de adquisición, transporte y menores costos de mantenimiento, especialmente en zonas de alto nivel de contaminación [11].

Los aisladores tipo SiR no son propensos a altas corrientes de fuga como resultado de su comportamiento hidrófobo, lo que no permite la formación de caminos eléctricos por acumulación de humedad. Este comportamiento en relación a la distancia de fuga permite reducir hasta en un 30% la distancia equivalente de la distancia para aisladores de porcelana y vidrio [11]. Los aisladores compuestos tienen un mejor desempeño en zonas contaminadas, reduciendo



do además los costes de mantenimiento por acciones de lavado.

Debido a su núcleo y las características de éste, los aisladores poliméricos presentan un mejor comportamiento bajo cargas mecánicas que los aisladores tradicionales, sumado a esto y por su flexibilidad, son menos vulnerables a fallas producidas por el impacto de objetos contundentes contra su superficie. Adicionalmente, la versatilidad en la construcción de los aisladores poliméricos proporciona soluciones para aplicaciones únicas y cotidianas, en contraposición a los aisladores tradicionales que tienen su diseño totalmente normalizado y estandarizado.

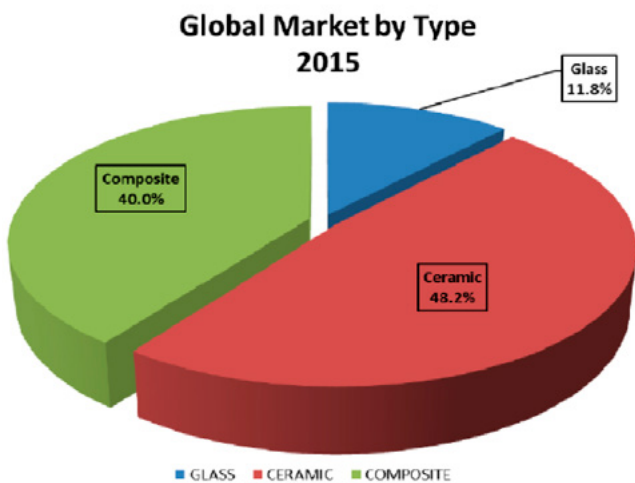


Figura 1. Mercado mundial de aisladores [10].

Gracias a la experiencia de los últimos 60 años en aisladores poliméricos, se han identificado los puntos de atención más importantes con relación a estos aisladores, los cuales están siendo atendidos por los principales fabricantes del mundo [11]:

- Punto triple: El punto más vulnerable de los aisladores poliméricos es donde se unen la chaqueta, la varilla y los herrajes (punto triple), pues allí se puede dar la entrada de humedad hacia la varilla, lo que corroe la varilla de fibra de vidrio y conduce

a una fractura frágil.

- Luz ultravioleta: Esta es una de las principales causas de degradación de los aislantes poliméricos. Las principales fuentes de luz ultravioleta son el sol, el efecto corona y la formación de arcos de banda seca. La absorción por parte de los aisladores de la radiación UV resulta en modificaciones en la composición química de la chaqueta del aislador, lo que podría afectar el rendimiento dieléctrico y la hidrofobicidad.
- Erosión por corrientes de fuga: La circulación de corrientes de fuga por la superficie del aislador, produce perforaciones en la chaqueta, limitando y disminuyendo la distancia de fuga de diseño del aislador.
- Descargas corona: Las descargas corona ocurren en la superficie de los herrajes, cerca del punto triple, debido a que la acumulación del campo eléctrico excede la fuerza de ruptura del aire. Las descargas corona someten al aislador a una severa distorsión eléctrica y degradación química.

## Ventajas y riesgos

Para la implementación de este tipo de proyectos de innovación deben analizarse tanto sus ventajas, como los riesgos que conllevaría su implementación. Este análisis debe realizarse dentro del entorno específico del lugar donde se prevea implementar, teniendo en cuenta que estos aspectos dependen en gran medida de la reglamentación vigente en relación con aspectos como la remuneración de los activos, políticas ambientales, regulación tributaria; incluso, el entorno social de la comunidad donde se construirá la infraestructura.

## A. Ventajas

**i) Menores impactos ambientales:** La utilización de este tipo de materiales no sólo reduce la demanda de recursos naturales durante la construcción de los proyectos, sino que minimiza aquellos impactos internalizados que, no logran ser compensados por medio de los programas de compensación. Adicionalmente, estos materiales presentan una menor huella ambiental que los materiales comúnmente utilizados, especialmente los postes de fibra de vidrio [15].

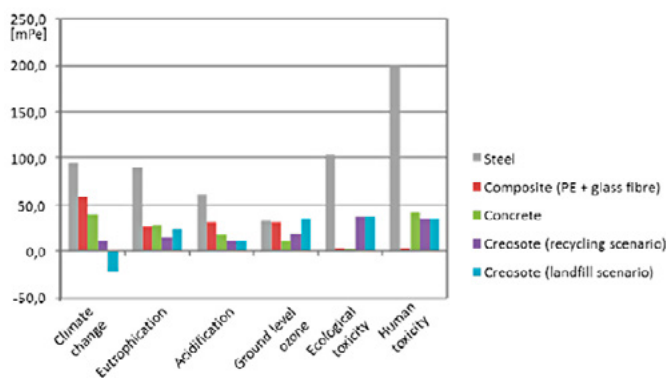


Figura 2. Impacto ambiental [mPe] para diferentes tipos de postes [15]

**ii) Impacto social:** Con la implementación de líneas compactas, las cuales permiten reducir sustancialmente el ancho de servidumbre requerido en la línea de transmisión, se disminuye el impacto negativo sobre el costo del suelo. De igual manera, con la utilización de estos elementos, las líneas de transmisión logran tener menores dimensiones, lo cual a su vez brinda a las comunidades una mejor sensación de seguridad y disminuye las expectativas negativas.

**iii) Rentabilidad económica:** De tal forma que se cumpla el tridente pilar del desarrollo sostenible, con la implementación de estas innovaciones se requiere exista rentabilidad económica para el proyecto, lo cual se obtiene esencialmente con:

- Menor pago por derechos de servidumbre.

- Menor costo durante la vida útil del proyecto por reducción en los costos de mantenimiento, y pago de compensaciones por indisponibilidad del activo [14].

Se evidencia que algunas de las ventajas económicas de este tipo de proyectos se encuentran en la reducción de costos durante su vida útil, razón por la cual es esencial analizar los costos del proyecto desde una perspectiva de gestión de activos, y no meramente como la adquisición del activo.

**iv) Comportamiento electromecánico:** Con la utilización de estos nuevos materiales se consiguen varias mejoras en el comportamiento electromecánico de las redes de transmisión, como:

- Dada la menor altura de los apoyos, el nivel de aislamiento mejorado por los materiales aislantes de los postes, y la reducida longitud entre los apoyos para líneas compactas, el comportamiento de la línea de transmisión ante descargas atmosféricas es mucho mejor [12], [13].
- Mejor percepción de seguridad de las personas que circundan la infraestructura, específicamente con relación a las tensiones de contacto alrededor de la estructura, dado el comportamiento aislante de los apoyos.
- Las líneas de transmisión compactas presentan un menor nivel de campos eléctrico y magnético, lo cual resulta ser una de las mayores preocupaciones de la comunidad que circunda esta infraestructura.
- La utilización de los conductores HTLS ofrece una mejorada capacidad de transporte para las líneas de transmisión, especialmente bajo condiciones temporales de sobrecarga.

v) **Diseño estético:** Alrededor del mundo se ha encontrado gran utilidad en la utilización de estos materiales, especialmente postes y aisladores poliméricos, para el desarrollo de proyectos en zonas urbanas, los cuales han sido concebidos con criterios estéticos, minimizando el impacto visual, y buscando una mimetización y adaptación de la infraestructura dentro de su entorno [4] [5] [16] [17].

B. Riesgos

i) **Pérdidas de energía:** La implementación de cables HTLS trae consigo un inherente riesgo, correspondiente al posible incremento del nivel de pérdidas de energía por calor. Al ser cables con una resistencia eléctrica similar a sus homólogos convencionales, pero que transportan mayor corriente, el nivel de pérdidas Joule puede incrementarse, y consigo traer pérdida económica. Para analizar este aspecto es importante tener en cuenta que, para el caso de Colombia, cada operador de red (OR) tiene un índice de pérdidas reconocido en cada nivel de tensión, por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el cual, de ser cumplido no conlleva costos adicionales. Con relación a esta condición, estudios especializados recomiendan la implementación de este tipo de cables en proyectos de corta longitud, y un factor de carga bajo [6].

ii) **Costos de materiales:** Teniendo en cuenta que los materiales analizados no cuentan aún con un mercado maduro y competitivo, salvo los aisladores poliméricos, la adquisición de éstos presenta un riesgo de inestabilidad de precios, los cuales podrían incrementar a tal punto que se vuelva inasequible su adquisición. Este caso se presenta especialmente para los cables y herrajes.

iii) **Instalación:** Al igual que para su adquisición, la instalación de estos nuevos materiales presenta un

riesgo relacionado a su costo e inexperiencia del mercado, toda vez que no se encuentra masificado su uso. Si bien algunas experiencias muestran que en general los tiempos de montaje de líneas de transmisión con materiales compuestos puede ser igual o menor que al utilizar materiales convencionales [18], se puede presentar la situación que haya retrasos en sus primeras implementaciones. Frente a esto, los principales proveedores han desarrollado procesos de acercamiento y capacitación con los principales constructores de infraestructura de transmisión de energía.

iv) **Regulación:** Teniendo en cuenta el esquema regulatorio con el cual se reconocen los activos eléctricos en Colombia, a través de unidades constructivas UC, se presenta un riesgo en la implementación de estos proyectos, teniendo en cuenta que a la fecha no hay definidas UC's para este tipo de activos. Por tanto, se requiere un proceso del OR ante la CREG para su definición y reconocimiento. Se considera que el riesgo en este aspecto puede ser mitigado con el hecho que la implementación de este mejoramiento conlleva ventajas económicas, las cuales serían trasladadas a la sociedad a través de la tarifa, objetivo esencial de esta comisión.

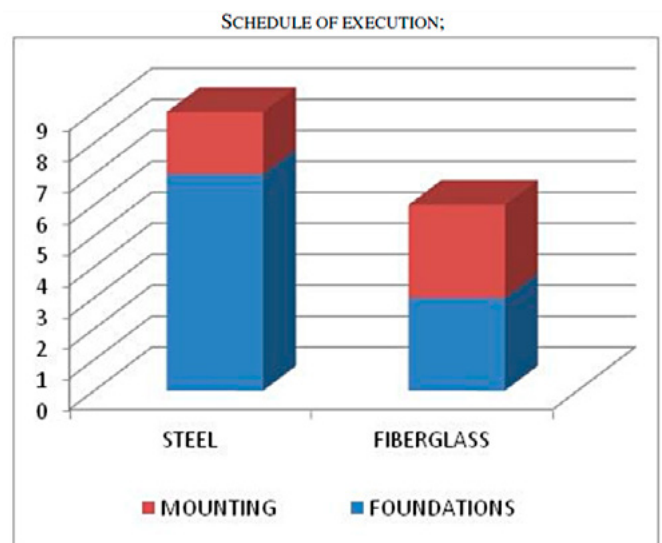


Figura 3. Tiempos de ejecución proyecto de transmisión con postes PRFV y torrecillas [18]

## Aplicación de la metodología

Para validar la metodología de análisis propuesta, se realizó un comparativo en el desarrollo de un proyecto de transmisión específico, utilizando tanto materiales convencionales, como materiales compuestos (composite materials), determinando su rentabilidad económica, impactos ambientales y sociales; con el fin de determinar el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad.

### A. Escenarios de análisis propuestos

Para el análisis se propusieron los siguientes escenarios:

- i. Línea con materiales convencionales, longitud 32 km (caso base).
- ii. Línea con postes PRFV, cable HTLS, longitud 32 km.
- iii. Línea con postes PRFV, cable ACSR, longitud 32 km.
- iv. Línea con materiales convencionales, longitud 15 km.
- v. Línea con postes PRFV, cable HTLS, longitud 15 km.
- vi. Línea compacta con postes PRFV, cable HTLS, aisladores tipo poste, longitud 32 km.

### B. Características generales del proyecto

- Voltaje de la línea de transmisión: 110 kV

- Número de circuitos: 1
- Longitud aproximada: 32 km
- Topografía: Terreno plano
- Tipo de suelo: cultivos bananeros
- Faja de servidumbre torres metálicas: 20 m
- Faja de servidumbre postes: 15 m
- Faja de servidumbre línea compacta: 13 m

### C. Características materiales convencionales

- Apoyos: Torres metálicas autoportantes, cimentaciones zapata en concreto, con alturas entre 22 m y 45 m.
- Cable de fase: ACSR HAWK 477 kcmil ( $w=0,97$  kgf/m,  $d=21,79$  mm,  $T= 87$  kN)
- Cadena de aisladores: 11 discos de porcelana ANSI 52-3, herrajes típicos.

### D. Características materiales no convencionales

- Apoyos: Postes de fibra de vidrio hincados directamente con refuerzo en concreto, y altura total 20 m (altura libre 17,4 m)
- Cable de fase: ACCC HELSINKI ( $w= 0,47$  kgf/m,  $d= 15,65$  mm,  $T= 68$  kN)

Nota: Los escenarios ii), iii), v) cuentan con aisladores poliméricos.

- Aisladores: polimérico SiR, L= 1 016 mm, Dfuga= 2 289 mm, herrajes especiales HTLS

## E. Resultados análisis económicos

DESCRIPCIÓN	ESCENARIO i	ESCENARIO ii
Número de apoyos	83	188
Vano promedio (m)	391	172
Costo apoyos (USD)	\$2.900.216	\$2.163.437
Costo cable (USD)	\$463.197	\$1.390.997
Ingeniería (USD)	\$233.459	\$280.151
CAPEX (USD)	\$3.596.872	\$3.834.585
Mantenimiento (USD)	\$51.690	\$ -
Compensación PENS	\$81.486	\$ -
OPEX (USD)	\$133.176	\$ -
Servidumbres (USD)	\$4.472.393	\$3.354.295
<b>COSTO TOTAL (USD)</b>	<b>\$8.202.441</b>	<b>\$7.188.880</b>
<b>AHORRO POTENCIAL (USD)</b>		<b>1.013.561</b>

Tabla 1. Análisis económico escenarios i y ii

DESCRIPCIÓN	ESCENARIO i	ESCENARIO iii
Número de apoyos	83	359
Vano promedio (m)	391	90
Costo apoyos (USD)	\$2.900.216	\$3.811.069
Costo cable (USD)	\$463.197	\$463.197
Ingeniería (USD)	\$233.459	\$280.151
CAPEX (USD)	\$3.596.872	\$4.554.416
Mantenimiento (USD)	\$51.690	\$ -
Compensación PENS	\$81.486	\$ -
OPEX (USD)	\$133.176	\$ -
Servidumbres (USD)	\$4.472.393	\$3.354.295
<b>COSTO TOTAL (USD)</b>	<b>\$8.202.441</b>	<b>\$7.908.711</b>
<b>AHORRO POTENCIAL (USD)</b>		<b>293.730</b>

Tabla 2. Análisis económico escenarios i y iii

DESCRIPCIÓN	ESCENARIO iv	ESCENARIO v
Número de apoyos	87	38
Vano promedio (m)	176	404
Costo apoyos (USD)	\$964.764	\$1.307.533
Costo cable (USD)	\$658.616	\$219.317
Ingeniería (USD)	\$132.647	\$110.539
CAPEX (USD)	\$1.756.027	\$1.637.389
Mantenimiento (USD)	\$ -	\$25.845
Compensación PENS	\$ -	\$40.743
OPEX (USD)	\$ -	\$66.588
Servidumbres (USD)	\$1.588.208	\$2.117.611
<b>COSTO TOTAL (USD)</b>	<b>\$3.344.236</b>	<b>\$3.821.588</b>
<b>AHORRO POTENCIAL (USD)</b>		<b>477.352</b>

Tabla 3. Análisis económico escenarios iv y v

DESCRIPCIÓN	ESCENARIO i	ESCENARIO vi
Número de apoyos	83	228
Vano promedio (m)	391	142
Costo apoyos (USD)	\$2.900.216	\$2.474.708
Costo cable (USD)	\$463.197	\$1.390.997
Ingeniería (USD)	\$233.459	\$280.151
CAPEX (USD)	\$3.596.872	\$4.145.856
Mantenimiento (USD)	\$51.690	\$ -
Compensación PENS	\$40.743	\$ -
OPEX (USD)	\$92.433	\$ -
Servidumbres (USD)	\$4.472.393	\$2.907.056
<b>COSTO TOTAL (USD)</b>	<b>\$8.161.698</b>	<b>\$7.052.911</b>
<b>AHORRO POTENCIAL (USD)</b>		<b>1.108.787</b>

Tabla 4. Análisis económico escenarios i y vi

Se puede observar que, para cualquiera de los escenarios potenciales previstos con postes de fibra de vidrio, cables ACCC y aisladores poliméricos (materiales compuestos) se tienen ahorros potenciales frente al desarrollo convencional del proyecto, alcan-

zando valores cercanos a 1.000.000 USD. Los escenarios ii) y vi) son los que mayor redito económico pueden alcanzar.

Es claro que el punto decisivo para la ventaja económica de cada uno de los escenarios es el ahorro en el pago por derechos de servidumbres, por lo cual, se realizó un análisis de sensibilidad del ahorro versus el costo del metro cuadrado del suelo.

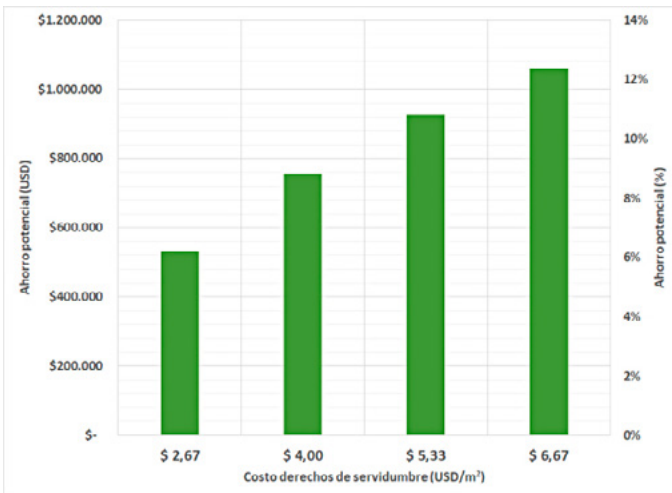


Figura 4. Ahorro potencial (USD y %) versus costo del suelo, escenario ii

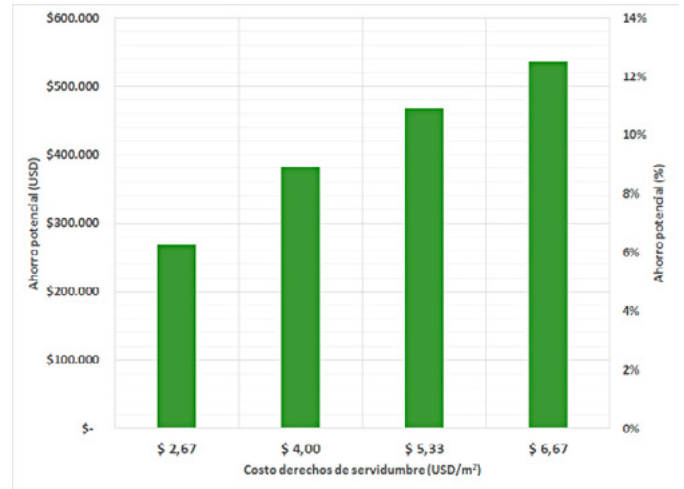


Figura 6. Ahorro potencial (USD y %) versus costo del suelo, escenario v

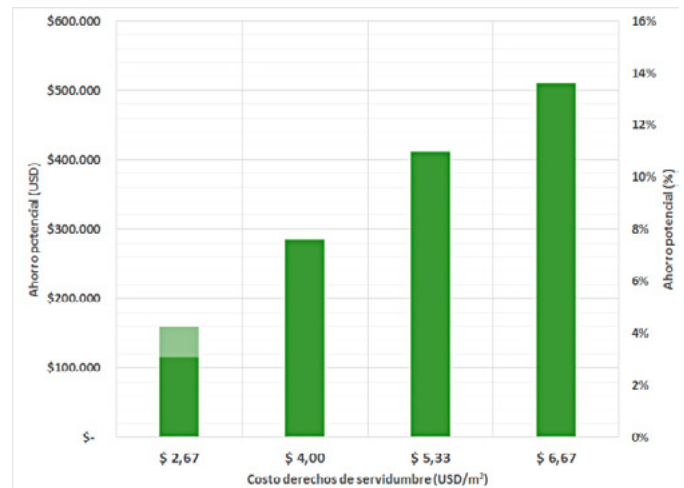


Figura 7. Ahorro potencial (USD y %) versus costo del suelo, escenario v

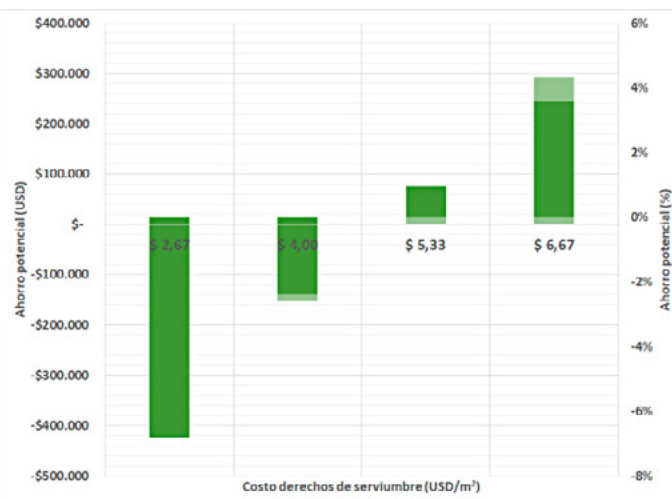


Figura 5. Ahorro potencial (USD y %) versus costo del suelo, escenario iii

De lo anterior se puede determinar:

- Los escenarios ii), v) y vi) presentan ahorros en el costo total del proyecto, incluso para valores del suelo relativamente bajos. Los 3 escenarios presentan ahorros similares en valor porcentual del proyecto, siendo mayor el ahorro para los escenarios ii) y vi).
- Para valores relativamente altos del suelo, en el escenario vi) (línea compacta) el ahorro es el mayor de todos los escenarios.

- El escenario iii), con cables ACSR, requiere un valor del suelo cercano a los 5 USD/m<sup>2</sup> para encontrar un ahorro en el proyecto, llegando máximo a un 4,4%.

### F. Resultados análisis demanda de recursos

RECURSO	UN	CANTIDAD POR ESCENARIO		REDUCCIÓN DEMANDA (%)
		i	ii	
Árboles	Un	756	376	50%
Excavación	m <sup>3</sup>	4676.95	788.83	83%
Cemento	m <sup>3</sup>	165.98	61.87	63%
Agua	m <sup>3</sup>	98.90	35.36	64%
Grava	m <sup>3</sup>	405.91	148.72	63%
Arena	m <sup>3</sup>	380.99	138.73	64%

Tabla 5. Comparativo demanda de recursos naturales escenarios i y ii

RECURSO	UN	CANTIDAD POR ESCENARIO		REDUCCIÓN DEMANDA (%)
		i	iii	
Árboles	Un	756	718	5%
Excavación	m <sup>3</sup>	4676.95	1476.51	35%
Cemento	m <sup>3</sup>	165.98	115.81	70%
Agua	m <sup>3</sup>	98.90	66.18	67%
Grava	m <sup>3</sup>	405.91	278.38	69%
Arena	m <sup>3</sup>	380.99	259.68	68%

Tabla 6. Comparativo demanda de recursos naturales escenarios i y iii

RECURSO	UN	CANTIDAD POR ESCENARIO		REDUCCIÓN DEMANDA (%)
		i	iii	
Árboles	Un	756	456	40%
Excavación	m <sup>3</sup>	4676.95	942.13	80%
Cemento	m <sup>3</sup>	165.98	73.90	55%
Agua	m <sup>3</sup>	98.90	42.23	57%
Grava	m <sup>3</sup>	405.91	117.63	56%
Arena	m <sup>3</sup>	380.99	165.69	57%

Tabla 7. Comparativo demanda de recursos naturales escenarios i y vi

Se evidencia que para los escenarios ii), y vi) se encuentra una reducción en la demanda de recursos naturales de hasta de un 83%, siendo mayor para el escenario i).

### Ventajas adicionales

Adicional a lo anterior, se encontraron ciertas ventajas, las cuales para ciertos entornos, pueden llegar a ser incluso ser más relevantes.

#### A. Nivel de campos eléctrico y magnético

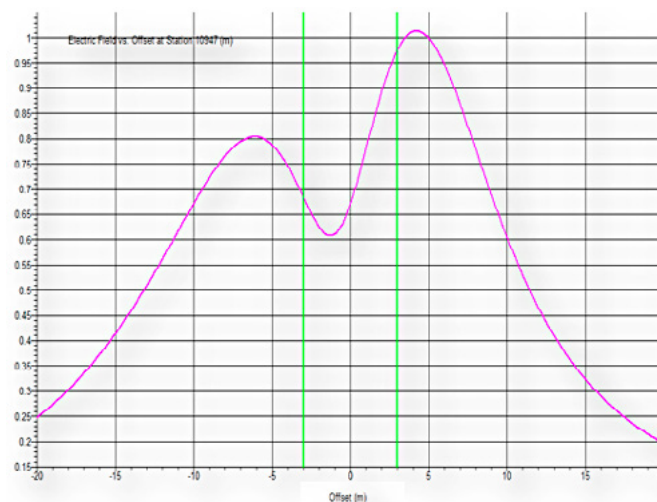


Figura 8. Nivel de campo eléctrico escenario i

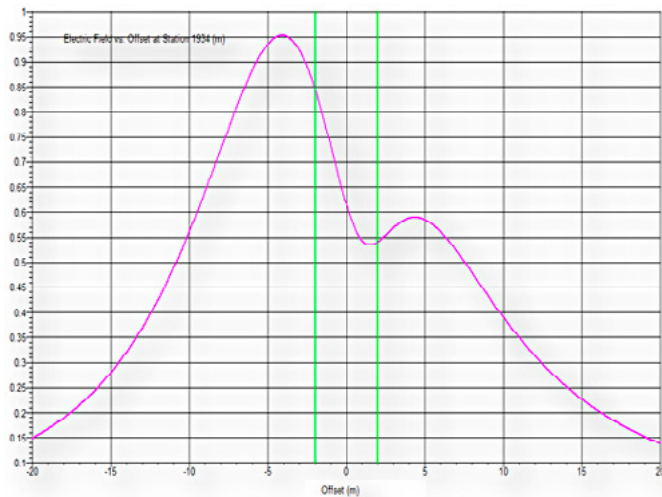


Figura 9. Nivel de campo eléctrico escenario ii

Si bien el concepto de “estético” termina siendo subjetivo, el hecho de utilizar materiales como postes y aisladores de fibra de vidrio, dada su versatilidad, permiten desarrollar estructuras con formas que, además de cumplir sus funciones mecánicas y eléctricas, puedan ofrecer un mejor impresión visual para las personas que circundan el área de influencia del proyecto, logrando minimizar el impacto paisajístico, e incluso, lograr de algún modo mimetizar el proyecto, de tal forma que la infraestructura haga parte del entorno, haciendo una transformación favorable en éste.

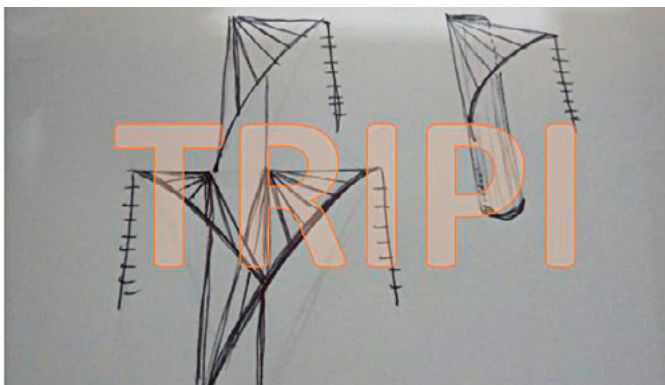


Figura 10. Esquema propuesto para apoyos con criterios estéticos

### C. Beneficios tributarios

Teniendo en cuenta la reducción de la demanda de recursos naturales que se obtienen al utilizar los ma-

teriales compuestos, en este tipo de proyectos se puede llegar a optar por beneficios tributarios para la empresa propietaria del proyecto. La legislación ambiental vigente permite poner a consideración de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) la exclusión del IVA en el pago de materiales, o deducción de estos valores en el pago de renta, por la compra de materiales que hagan parte de sistemas de control ambiental, e inversiones en el mejoramiento del medio ambiente.

## Conclusiones y recomendaciones

Se encuentra que para el proyecto analizado, las ventajas en el comportamiento electromecánico de los materiales compuestos, como lo son los postes de fibra de vidrio, cables ACCC y aisladores poliméricos, permiten alcanzar ahorros en el costo total del mismo, considerando tanto los costos de adquisición (CAPEX), como los rubros de operación durante la vida útil (OPEX). Las ventajas económicas se complementan con la reducción de los impactos ambientales, así como el impacto sobre la comunidad que circunda la infraestructura. Si bien los costos del CAPEX son similares en las alternativas convencionales y no convencionales, siendo mayores en la segunda, el punto diferenciador en el análisis comparativo resulta ser el costo de los derechos de servidumbre.

Las ventajas técnicas, económicas y socioambientales se complementan con otro tipo de bondades que sobresalen, las cuales inicialmente se pueden considerar cualitativas, pero que finalmente trascienden en alguno de los aspectos anteriormente citados, como por ejemplo, disminuir el impacto visual paisajístico, minimizar la desvalorización de los predios, reducir los niveles de campo eléctrico y magnético, entre otros.



Se evidencia que los resultados de este tipo de evaluaciones varían de acuerdo con las características particulares de cada proyecto, razón por la cual no se tendrán los mismos resultados en diferentes escenarios. Sin embargo, se encuentra que, dada la flexibilidad misma de estos materiales, se puede adecuar la metodología a las necesidades específicas. Es así, como para proyectos que surcan territorios con elevados costos de servidumbre resultará mejor compactar la línea, mientras que proyectos localizados en regiones con alta densidad de descargas atmosféricas, se puede implementar la cruceta polimérica con el fin de aumentar considerablemente el nivel de aislamiento.

Uno de los elementos que incluye mayor incertidumbre resulta ser el cable HTLS, no sólo por su novedad en el mercado y elevado costo, sino por el nivel de pérdidas eléctricas que se considera lleva implícito. Sin embargo, se requiere precisar que actualmente los fabricantes de estos cables hacen grandes esfuerzos para disminuir la expectativa frente a éste, así como sus costos de adquisición. En relación con los niveles de pérdidas eléctricas, se remarca que este análisis se debe realizar en cada caso particular, no solo por la regulación normativa, sino por las características técnicas de la línea, pues están íntimamente relacionadas con la longitud de la línea, y la cargabilidad de la misma; así, no se puede aseverar que siempre se presentará un valor elevado de pérdidas por calor.

Con relación a la utilización de apoyos con figuras estéticas, se considera importante que se promueva este tipo de prácticas en las empresas que ejecutan estos proyectos, pues esto permitiría generar un vínculo ameno entre el ejecutor y la comunidad, logrando así disminuir la tensión que se presenta al momento de desarrollar estos proyectos.

Finalmente, se recomienda que aquellas empresas que desarrollan proyectos de transmisión, los anali-

cen con una visión hacia la Innovación en Transmisión con Postes, Cables y Aisladores -TRIPI-, por sus siglas en inglés, la cual bajo ciertas condiciones, no solo materializa ventajas económicas, sino que aporta aspectos relevantes en relación con la minimización de impactos ambientales y sociales, lo cual obedece a la búsqueda de proyectos cada vez con mejores índices de sostenibilidad.

## Referencias

- [1] Organización Mundial de las Naciones Unidas ONU. <http://www.un.org/es/ga/president/65/issues/sustdev.shtml>
- [2] Peter Elliott, David Wadley. The Impact of Transmission Lines on Property Values: Coming to Terms with Stigma. *Property Management* (2002) 20 (2): 137-152.
- [3] MSTI REVIEW PROJECT. Transmission Lines & Property Value Impacts. A Summary of Published Research on Property Value Impacts from High Voltage Transmission Lines. May 2012.
- [4] Transmission & Distribution World magazine. Memorable Transmission Structures. October 2016. <http://www.tdworld.com/overhead-transmission/memorable-transmission-structures>
- [5] International Council on Large Electric Systems CIGRÉ. Working Group B2.08. Brochure 416 Innovative Solutions for Overhead Line Supports. June 2010.
- [6] Electric Power Research Institute EPRI. Demonstration of Advanced Conductors for Overhead Transmission Lines, July 2008.
- [7] Electric Power Research Institute EPRI. Technical Reports High-Temperature, Low-Sag Transmission Conductors. Final report. June 2002.

- [8] Sørensen, T. K., Holbøll, J., & Mikkelsen, S. D. (2010). Composite Based EHV AC Overhead Transmission Lines. Technical University of Denmark, Department of Electrical Engineering.
- [9] CTC Global. Overview of ACCC Conductor Training, Installation and Operating Experience. 2015.
- [10] Goulden Reports. The World Market for High Voltage Insulators & Bushings 2010 - 2015 - 2025. July 2015.
- [11] Muhsin Tunay Gençoğlu. The comparison of ceramic and non-ceramic insulators. e-Journal of New World Sciences Academy 2007, Volume: 2, Number: 4  
Article Number: A0038. ISSN:1306-3111
- [12] W. Chisholm, J. Anderson, A. Phillips, J. Chan. Lightning performance of compact lines. X International Symposium on Lightning Protection. November 2009 – Curitiba, Brazil
- [13] S. Grzybowski, X. Li. Added CFO Voltage by the Fiberglass Distribution Line Pole. 0-7803-7285-9/01/\$17.00 (C) 2001 IEEE.
- [14] A. Agudelo, D. Tauta. Metodología para el análisis económico del mejoramiento del desempeño de las líneas de transmisión del STR ante descargas atmosféricas con descargadores de sobretensión. Revista CIDET edición 16. ISSN 2145-2938.
- [15] M. Erlandsson. Swedish Environmental Research Institute. Comparison of the environmental impacts from utility poles of different materials – a life cycle assessment. November 2011.
- [16] Transmission & Distribution World magazine. Transmission Line Design Competition Open for Entries. April 17.
- [17] International Council on Large Electric Systems CIGRÉ. Working Group B2.08. Innovative Solutions for Overhead Line Supports. January 2010.
- [18] C. Homrich, I. Gonçalves, L. Câmara. Fiberglass poles - use in transmission lines.  
Technical-Economic advantage. LP84 - AES Congress on Innovation, Technical Excellence and Sustainable Practices.
- [19] RS Poles. <http://www.rspoles.com/rs-poles/longest-life/maintenance-free-poles>

## Agradecimientos

Un agradecimiento a las compañías fabricantes que nos brindaron todo su apoyo comercial y técnico, con lo cual se logró realizar un análisis completo sobre el proyecto.

Igualmente, un reconocimiento para los estudiantes y profesionales del grupo de trabajo de sistemas de potencia de la institución universitaria Pascual Bravo, quienes participaron activamente en el desarrollo de este proyecto.

Finalmente, una mención de gratitud a EPM, quien ha soportado el desarrollo del presente estudio, alineado con sus políticas de desarrollo sostenible y RSE.

# Análisis de eficiencia en costos operacionales de empresas de transmisión

Mejor trabajo

## Área 8 – TRANSMISIÓN

### Autores

Andrés Villegas Ramelli

Guillermo León López Serna

### Empresa

ISA - Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

Ubicación: Colombia

Dirección: Calle 12 sur #18 - 168

Código Postal: 050022

Teléfono: +57 4 315 70 75 / +57 4 315 79 15

E-Mail: [avillegas@isa.com.co](mailto:avillegas@isa.com.co)

[gllopez@isa.com.co](mailto:gllopez@isa.com.co)

**Palabras clave**—Transmisión, eficiencia, referenciamiento, benchmarking.

### Resumen

Por su condición de monopolio natural, el transporte de energía eléctrica es una actividad regulada, en la cual el ingreso y los niveles mínimos de calidad del servicio se basan en una regulación por incentivos, principalmente del tipo “Ingreso Máximo”.

En este tipo de regulación, los análisis de eficiencia son un insumo que busca que se satisfagan las necesidades de los usuarios en términos de costo y calidad del servicio y al mismo tiempo se asegure la viabilidad de las empresas.

Los análisis de eficiencia se constituyen además en una herramienta fundamental para identificar elementos de gestión para maximizar los beneficios de los grupos de interés (“stockholders”) de las empresas, cumpliendo con los requerimientos que establece la regulación.

La medición confiable de la eficiencia en transmisión enfrenta desafíos importantes, tanto para reguladores como empresas: grandes esfuerzos para homologación de variables, muestras de datos limitadas, diversidad de interpretaciones sobre el producto que ofrece la transmisión, múltiples herramientas estadísticas y diversos modelos económicos de la actividad.

Todos estos factores pueden conducir a resultados divergentes en los análisis de eficiencia, dependiendo de las decisiones de los analistas, por lo cual se requiere utilizar diferentes herramientas econométricas, aplicar distintos modelos y entender las condiciones propias de cada empresa, de tal forma que sea posible contrastar y validar resultados de eficiencia, para que se constituyan en elementos de decisión confiable para reguladores y empresas.

El objetivo de este trabajo es analizar diferentes metodologías usadas para el análisis de la eficiencia en referenciamientos de costos operacionales de empresas de transmisión, su aplicación para la identificación de acciones para la captura de eficiencia y la maximización de los beneficios empresariales, considerando los atributos de Costo, Riesgo y Desempeño del servicio, así como su aplicación como soporte a la gestión de las empresas en desarrollo de procesos de revisión tarifaria.

Se destaca en este trabajo, la presentación de los mecanismos de homologación de variables, diferentes modelos económicos para aproximar el negocio de transmisión, y diferentes herramientas econométricas como el Análisis de Frontera Estocástica (SFA “Stochastic Fron-

tier Analysis”) y Análisis Envolvente de Datos (DEA “Data Envelopment Analysis”), que permiten comparar conjuntos heterogéneos de empresas, que guardan el común denominador de desarrollar la actividad de transmisión.

Se tomará como base el Proyecto CIER 11 “Referenciamiento Internacional para Empresas de Transporte de Energía: Costos de Administración, Operación y Mantenimiento–AOM, Indicadores Técnicos y Buenas Prácticas”, el cual se viene ejecutando desde 2002 y ha llegado a contar con la participación de más de 20 empresas latinoamericanas.

Finaliza el trabajo con la aplicación práctica de los conceptos descritos anteriormente a un conjunto de empresas de transmisión ubicadas en diferentes regiones o países, bajo criterios homologados que permiten determinar valores referentes de costos operacionales eficientes para cada una de ellas, a partir del cual se identifican brechas que derivaron en la definición de acciones para la captura de eficiencia en el tiempo.

## Introducción

La reforma del sector eléctrico en diferentes países desde los años 80 trajo consigo la separación de actividades (desintegración vertical). En este modelo, la transmisión como monopolio natural adquiere las características de un negocio regulado, en el que predomina una regulación por incentivos (principalmente “Ingreso Máximo”).

Esta característica orienta a las empresas hacia la utilización eficiente de sus recursos para cumplir con las

exigencias normativas y maximizar sus beneficios, para lo cual, a través de análisis de eficiencia, identifican brechas de desempeño técnico y económico y con ello, elementos de gestión interna y externa.

No es fácil evaluar la eficiencia en transmisión como consecuencia de las exigencias para homologar variables, las bases de datos limitadas, poca confiabilidad de información y la falta de consenso sobre el modelo técnico conceptual de la transmisión.

Adicionalmente, la existencia de múltiples herramientas estadísticas y la diversidad de formas posibles de aplicar en el modelo económico de la transmisión conducen a resultados que difieren entre sí, generando un incentivo perverso a “crear” en el resultado más favorable.

Esto lleva a la necesidad de aplicar diferentes herramientas, distintos modelos y entender las condiciones propias de cada empresa, de tal forma que se contrasten resultados y se verifique su robustez, para que se constituyan en elementos de decisión objetivos y confiables para la gestión de las empresas.

Este trabajo se guiará en la metodología utilizada por el Proyecto CIER11 GT BMarking AOM-T: Referenciamiento [1] internacional de análisis de eficiencia para empresas de transporte de energía para estimar la eficiencia de un conjunto de empresas de transmisión.

Una de las virtudes de este Proyecto es el seguimiento en el tiempo de la evolución de la eficiencia en las empresas (Fase 1: 2001 – 2002, Fase 2: 2001 – 2003, Fase 3: 2001 – 2005, Fase 4: 2006 – 2011, y Fase 5: 2010 – 2016 proyectada).

### Modelo técnico (conceptual)

Para el desarrollo del análisis de eficiencia, inicialmente se realiza el análisis técnico de la transmisión, con

el objetivo de acordar un **modelo técnico (conceptual)** de la actividad de transmisión a partir del cual se identifiquen las variables a considerar como insumos y productos de la actividad.

En este punto se analizan y definen los procesos y actividades que conforman la cadena de valor del negocio de transporte de energía, identificando insumos y productos de la actividad, así como las variables cuantitativas que dan cuenta de las mismas, para lo cual es necesario la aplicación del criterio de expertos técnicos en la actividad.

### Definición y homologación de variables

Consiste en definir el conjunto de variables candidatas que se considerarán en el análisis de eficiencia, se homologa su definición y se verifica su disponibilidad en todas las empresas en el horizonte de análisis.

Un aspecto importante aquí, es darle a todas las empresas la posibilidad de incluir en el conjunto de variables candidatas aquellas variables que dan cuenta de factores propios que a criterio de la empresa afectan su eficiencia, y exige a las demás empresas de la muestra el reporte de estas variables, con el fin de posibilitar la evaluación de estadísticas de las hipótesis planteadas por cada empresa.

La experiencia indica que variables que una empresa considera relevante en un análisis de eficiencia, sin una confirmación estadística, supondrá al final del estudio un factor de incredulidad por parte de la empresa en los resultados obtenidos.

### Modelo económico

Posteriormente, se define un **modelo económico** para determinar las variables endógenas y exógenas, inclu-

yendo variables de entorno. La teoría económica de monopolios naturales es una herramienta base que soportará la propuesta de modelos matemáticos a través de los cuales se relacionen las variables para el caso de modelos paramétricos <sup>(1)</sup> o “fórmulas” del tipo  $Y = f(x_i)$ , o para determinar las variables a considerar insumos o productos en el caso de modelos no paramétricos <sup>(2)</sup> y su orientación (a insumos o productos). En este proceso, se acota el conjunto de variables a analizar, utilizando para ello herramientas estadísticas.

### Estimación de la eficiencia

Una vez se tengan los modelos paramétricos o no paramétricos, se aplican las herramientas econométricas para la **estimación de la eficiencia** de las empresas, ya sea considerando las observaciones como panel de datos <sup>(3)</sup> o como corte transversal <sup>(4)</sup>.

Entre las herramientas más destacadas se encuentran el SFA <sup>(5)</sup> y DEA <sup>(6)</sup>, que permiten comparar conjuntos heterogéneos de empresas, que guardan el común denominador de desarrollar la actividad de transmisión.

En estos últimos tres puntos (modelo técnico, modelo económico y estimación de la eficiencia), el trabajo conjunto entre el “econometrista” y el técnico en transmisión es fundamental para garantizar que el resultado tenga un sentido práctico como herramienta de gestión en una empresa de transporte. Ningún beneficio se deriva de obtener un modelo estadísticamente significativo que carezca de sentido práctico, e igual

sucede con un modelo muy “práctico” carente de significancia estadística.

Este trabajo conjunto conlleva habitualmente horas extenuantes de debate, de un enorme número de corridas de modelos en las cuales se decantan variables, se detectan “outliers”, se ajustan modelos, siempre en un proceso iterativo que satisfaga las necesidades estadísticas y técnicas, y dado que no puede ser un proceso infinito, es necesario previamente acordar los criterios objetivos (técnicos y estadísticos) que indiquen cuándo se llega al punto final; es decir, a la estimación de la eficiencia de cada empresa.

### Resultados

Con los resultados de la eficiencia, viene el análisis específico de cada empresa, en forma transversal (comparación de la empresa con las demás) y en panel de tiempo (evolución de la empresa en el tiempo); así no solo se identifican las brechas en un momento dado, sino cómo han evolucionado las mismas, para evaluar la eficacia de las acciones o cambios que las empresas han emprendido y el impacto en la eficiencia de variables de entorno, por ejemplo, aspectos legales o regulatorios.

### Plan de acción

Una vez identificadas las brechas de eficiencia, las empresas tienen en sus manos una herramienta para definir un plan de acción que les permita cerrarlas en

<sup>(1)</sup> Análisis de fronteras estocásticas.

<sup>(2)</sup> Análisis Envoltente de Datos

<sup>(3)</sup> Se reconoce que las observaciones se componen de empresas en varios años.

<sup>(4)</sup> Cada empresa en cada año es una observación independiente.

<sup>(5)</sup> SFA - Análisis de Frontera Estocástica.

<sup>(6)</sup> DEA “Data Envelopment Analysis”.

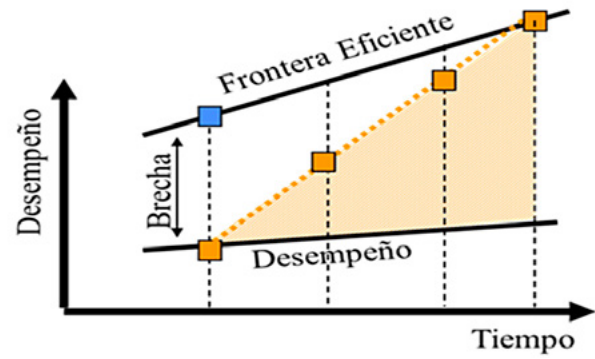
el tiempo, para lo cual es necesario la apropiación de los resultados del análisis de eficiencia por parte de todos los procesos que intervienen en la prestación del servicio de transporte de energía, porque es en cada proceso donde se cuenta con el conocimiento específico de cada actividad y por lo tanto, donde se tiene la posibilidad de verificar que una brecha sí constituye un factor de ineficiencia.

### Marco conceptual

Existen múltiples definiciones en la bibliografía sobre el concepto de “eficiencia”. Sin embargo, en este contexto la eficiencia está relacionada con el uso racional de los recursos disponible para lograr un resultado.

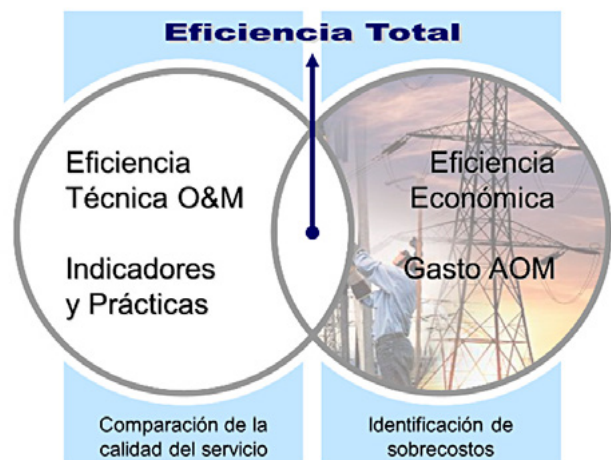
El objetivo de un análisis de eficiencia es identificar de brechas de desempeño entre la empresa propia y una “ideal” de características comparables. Encontrar una empresa de comparable es difícil como consecuencia de la cantidad de factores propios y de entorno que marcan una mayor o menor diferencia- Por ello, estos análisis aplican métodos estadísticos para establecer las características de esa empresa “ideal” comparable, determinadas con base en un conjunto de empresas.

Las brechas identificadas son analizadas por las empresas para encontrar sus causas (internas o externas) y definir las acciones para su cierre e incrementar su eficiencia. Sin embargo, la referencia de eficiencia no es estática, sino que está asociada a las mejoras en productividad de las empresas, por la cual, los análisis de eficiencia abordados a través de referenciamientos deben realizarse periódicamente. Estas ganancias en eficiencia, son parte de la motivación de las revisiones regulatorias periódicas.



Una medida del éxito de un referenciamiento es el número de ciclos desarrollados. Por ejemplo, ITOMS [2] ha desarrollado 12 ciclos desde 1994, empezó con 12 empresas y en los ciclos más recientes convocó más de 30 empresas de todas las latitudes. CIER11, circunscrita a Latinoamérica, ha desarrollado 4 ciclos desde 2002, 7 empresas participaron en el primer ciclo y en el ciclo 3, el de mayor participación, contó con 23 empresas.

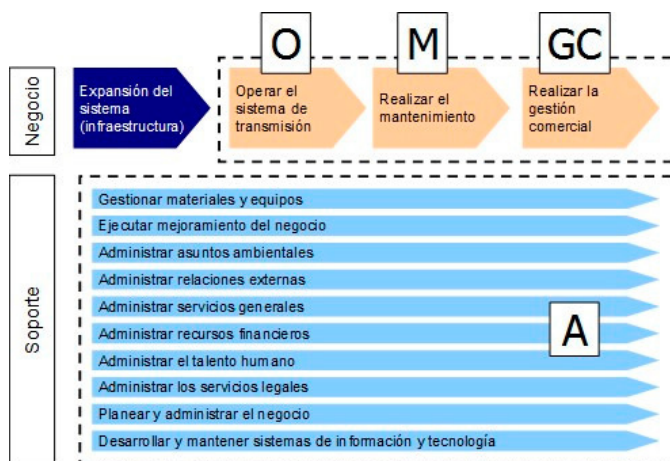
Estos ciclos hacen que los resultados sean más confiables, incorporen nuevas herramientas estadísticas y analicen las nuevas prácticas que las empresas desarrollan o adaptan en la ejecución de sus procesos empresariales alrededor del transporte de energía, en otras palabras esa repetición periódica de los referenciamientos hace que recojan el “estado del arte” en la búsqueda de la eficiencia.



El concepto de eficiencia tiene dos frentes: el desempeño económico y el desempeño técnico, cuyo análisis integral arroja resultados que dan cuenta de la eficiencia total. Por esta razón, las variables analizadas en los referenciamientos incluyen indicadores sobre la calidad del servicio prestado por las empresas de transmisión.

## Modelo técnico

La cadena de valor es un modelo teórico que permite describir el desarrollo de las actividades de una organización empresarial, estructuradas para generar valor al cliente final. El uso de este modelo permite la comparación técnica de sus procesos de negocio con los de sus competidores o con otras empresas de industrias relacionadas, para identificar las mejores prácticas. Además de las actividades de negocio, la cadena de valor considera actividades de apoyo o administración, las cuales soportan las actividades del negocio y agregan valor a la empresa (más que a los clientes).

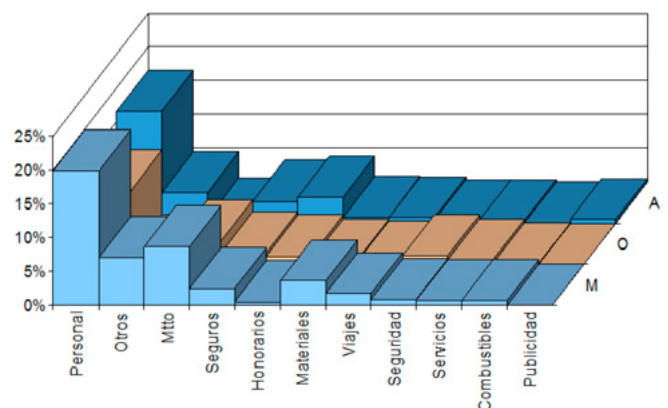


El análisis de referenciamiento se formula a partir de la definición de la cadena de valor homologada, tanto en sus actividades de negocio como de apoyo, que responde a un objetivo igualmente homologado, que para el caso de la actividad de transmisión es: “conducir electricidad desde los nodos de inyección hasta los nodos de extracción de potencia eléctrica de la red,

cumpliendo criterios y requisitos técnicos establecidos por la autoridad competente”.

Partiendo de la información contable de las empresas del referenciamiento y con base en la cadena de valor homologada se establece la estructura de costos AOM para el referenciamiento (valores reales por macro procesos, procesos y actividades, organizados desde el punto de vista contable según la estructura de los centros de costos de cada empresa, agrupados por pool de recursos).

El análisis de eficiencia (base del estudio de referenciamiento) comparará este resultado (tanto en magnitud como en distribución) con los valores eficientes derivados de los modelos, para lo cual se requiere identificar las variables independientes, explicativas de costo AOM en las empresas.



Las variables candidatas (para explicar el AOM de una empresa) son resultado de un análisis técnico, a partir del conocimiento que los equipos de trabajo tienen de los procesos y actividades de la empresa como generador de costo. Existen variables técnicas obvias y directas como son las características propias de la red (kilómetros de circuito o número de subestaciones), y otras relacionadas con las primeras de manera indirecta pero que claramente tienen incidencia en el AOM (nivel de tensión, complejidad de la red, antigüedad de la red). El ambiente (entorno) en el cual se desarrolla el negocio igualmente incide y explica el comportamiento de los costos.

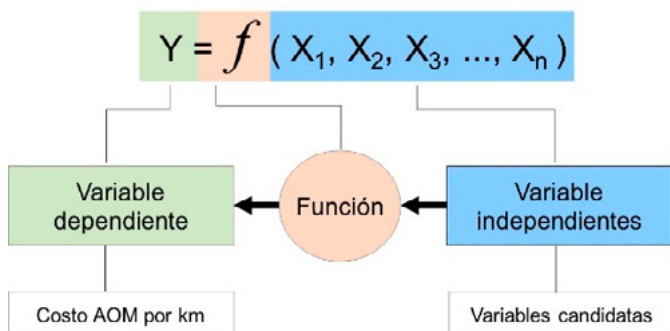


El análisis de variables candidatas requiere en primer lugar una homologación de conceptos entre las empresas, para luego validar su pertinencia, una vez se confirme que ella es común y aplicable a todas las empresas de la muestra. El análisis de referenciamiento muy probablemente conducirá a la aparición de variables adicionales que son particulares de algunas empresas o de las condiciones a las cuales ellas se encuentran sometidas, lo cual supone la formulación de una hipótesis para realizar una evaluación estadística que permita definir si la variable debería ser evaluada para todas las empresas de la muestra o constituye una condición particular no común para el grupo.

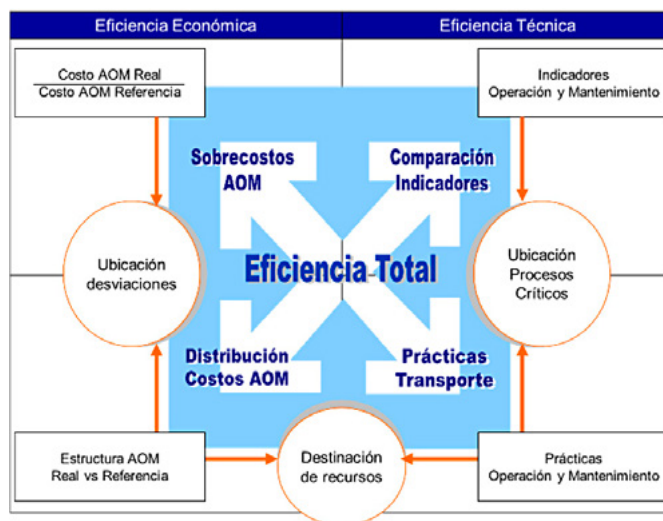
La variable dependiente del análisis corresponde al costo AOM o una transformación del mismo (normalmente a través de una conversión a costos unitarios por km de circuito para un nivel de tensión equivalente).

### Modelo económico

Habiendo deducido las variables explicativas de costo AOM para el servicio de transporte de energía, el paso siguiente del análisis consiste en la formulación del modelo económico que relaciona dichas variables; esto es, la relación matemática que mejor explica el comportamiento del AOM de la actividad de transmisión. Típicamente, se trata de modelos paramétricos o “fórmulas” del tipo  $Y = f(x_i)$ .



La formulación del modelo supone un trabajo estadístico previo de validación y reducción de variables (ya que es común encontrar problemas de multicolinealidad entre el grupo de variables independientes); algunas de ellas pueden sintetizarse mediante técnicas como las de componentes principales).

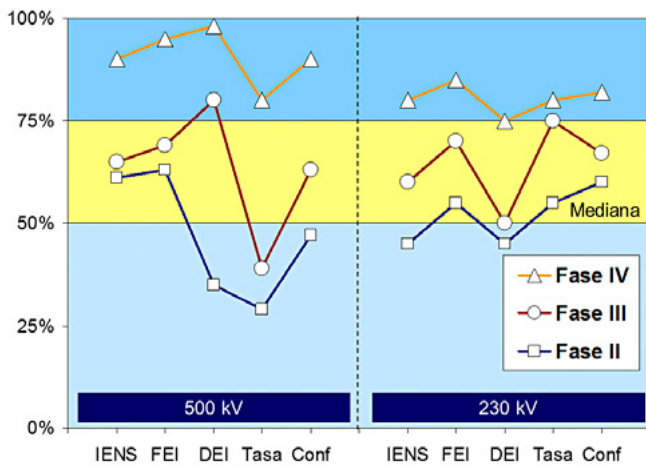


En el proceso de identificación del modelo económico, se analiza entre las variables candidatas (exógenas) indicadores técnicos y resultados de prácticas, y es el proceso de depuración estadística el que finalmente decide si hacen o no parte del modelo.

Entre los resultados que se derivan del referenciamiento se encuentran:

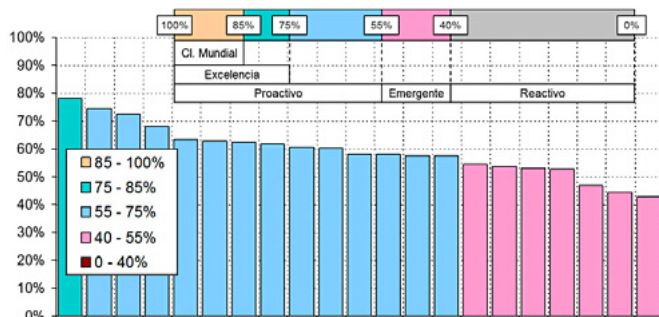
- **Indicadores técnicos:** el desempeño técnico es evaluado en los análisis de eficiencia a través de la comparación de indicadores técnicos, cuya definición es homologada entre todas las empresas que participan en los referenciamientos.

Un aspecto importante es la evolución en el tiempo de este desempeño para garantizar una mejora permanente en la prestación del servicio y al mismo tiempo identificar elementos críticos en el servicio.



- **Evaluación de prácticas de operación y mantenimiento O&M:** para entender la diferencia entre los resultados técnicos y económicos es necesario analizar qué es lo que las empresas hacen y cómo lo hacen.

Procesos o Áreas Claves	Actividades
Liderazgo y Organización	A. Dirección B. Organización C. Cultura D. Fuerza de Trabajo E. Entrenamiento
Mantenimiento Programado	F. Planeación y Programación G. Flujo Ordenes de Trabajo H. Mantenimiento Preventivo I. Mantenimiento Predictivo
Soporte Administrativo	J. Sistema de Información de Gestión K. Gestión de Materiales (Compra e Inventario) L. Interrelación Operación e Instalaciones M. Contratación del Mantenimiento
Soporte y Control Gerencial	N. Reportes Gerenciales O. Confiabilidad P. Gestión de Costos Q. Mejoramiento Continuo (Calidad)
Soportes Auxiliares	R. Gestión Documentación S. Gestión Instalaciones y Equipamiento T. Gestión Seguridad y Ambiental



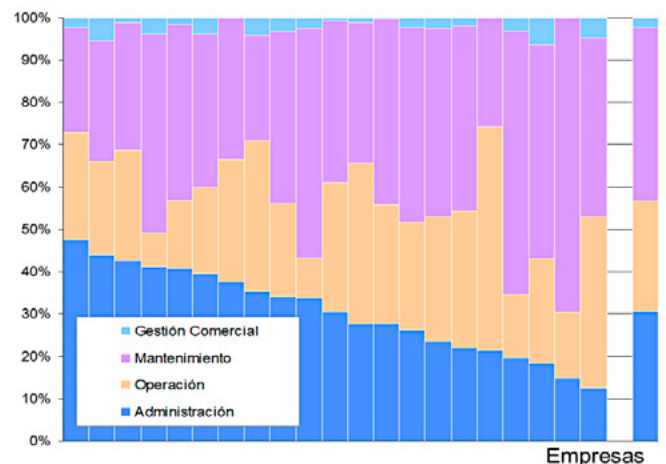
Para ello, los referenciamientos, con diferencia en el nivel de profundidad que abordan evalúan las prácticas de las empresas contra lo que se con-

sideran prácticas eficientes de acuerdo a criterio experto (ex ante).

Sin embargo, una tendencia más práctica propone que la identificación de las mejores prácticas debe derivarse de la evaluación técnica y económica de las empresas, y las prácticas de aquellas que presenten los mejores resultados es la que debería considerarse la mejor práctica (ex post).

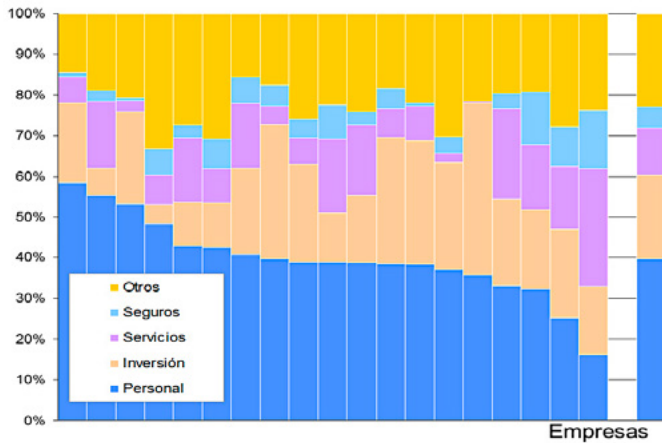
El tema no está cerrado, por lo cual, dependiendo del abordaje que se realice el análisis de las mejores prácticas debe ser sometido a análisis detallados en el entorno de cada empresa, de tal forma que las prácticas se adapten (no adopten) a la empresa para viabilizar la captura de eficiencia.

- **Distribución de costos por procesos y actividades:** indicio del balance entre asignación a proceso “core” del negocio (operación y mantenimiento) y procesos de soporte (administración).



- **Distribución de recursos:** indica cuál es la destinación de los recursos económicos para atender el negocio. Esta asignación es sólo referencial como concluyen los diferentes análisis al respecto, dado que depende de las condiciones

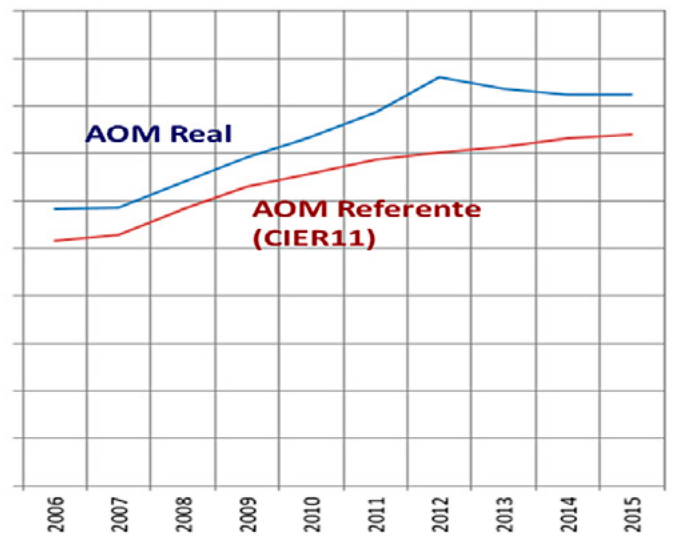
de entorno que enfrenta cada empresa, además de la existencia de recursos sustitutos, en los cuales la diferencia en precios de cada uno de ellos puede inclinar la balanza de la eficiencia



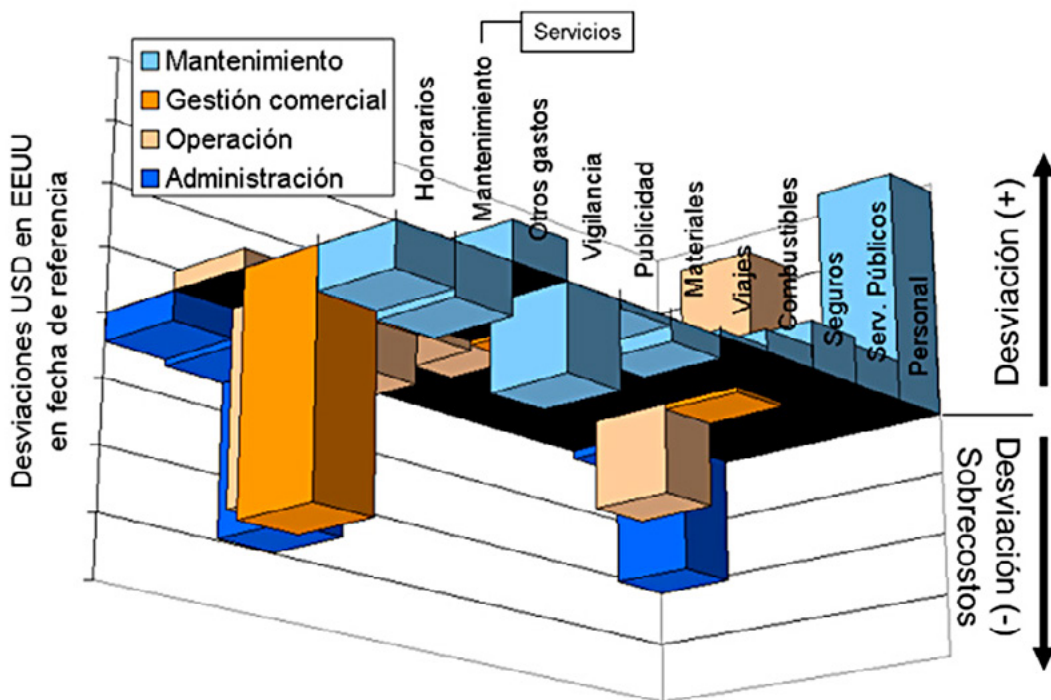
La combinación de los resultados anteriores, lleva a una distribución de costos por procesos y recursos, que al compararlo contra distribuciones promedio, arrojan un insumo para el análisis de cada empresa en la medida que permite a partir de las desviaciones, dirigir análisis específicos para comprender sus propios costos

y a partir de este conocimiento, concluir sobre la existencia de diferencias asociadas con el entorno o con fuente de ineficiencia.

- Eficiencia en costo: el resultado concreto es indicar a cada empresa el costo AOM referente acorde con sus condiciones particulares de tamaño de infraestructura, edad, condiciones geográficas de entorno.



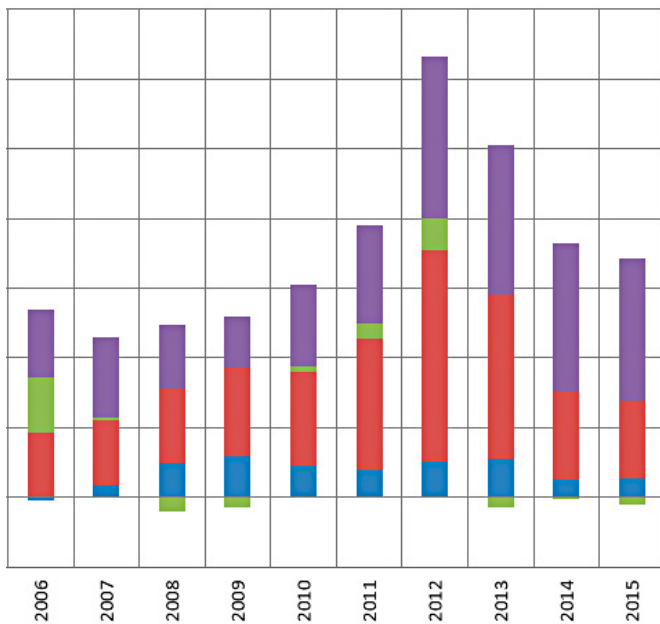
Costo Real vs Costo Referente



Lo más importante es que a partir de este resultado, cada empresa puede comparar sus costos reales contra los valores de referencia (eficientes):

- Costos totales,
- Costos por procesos,
- Costos por actividades,
- Costos por recursos

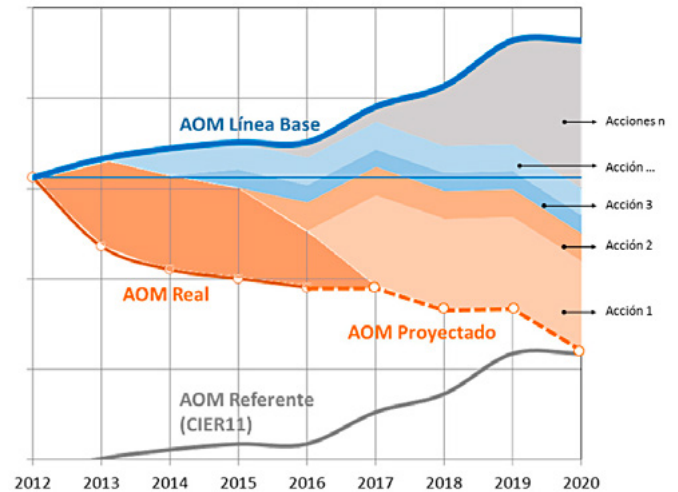
Comparando los valores reales contra los valores de referencia se establecen las brechas de eficiencia potenciales, entendiendo estas brechas como el potencial de ahorros económicos o “capacidad económica remanente” para atender la expansión de infraestructura de transmisión.



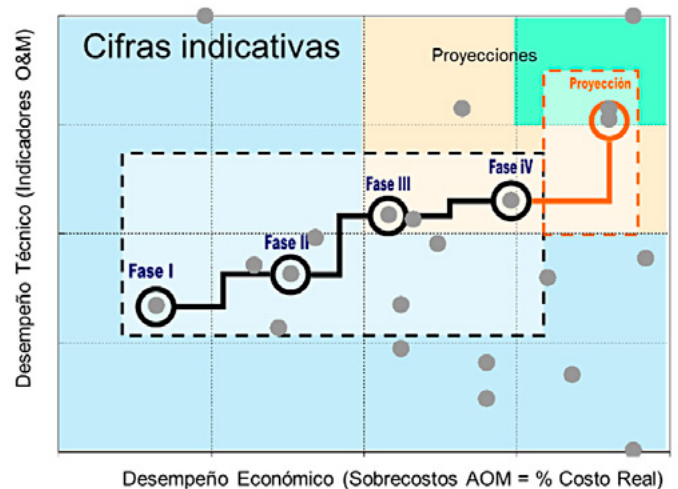
Brechas en costos AOM (Costo Real – Costo Referente)

## Plan de acción

A partir del análisis de las brechas de eficiencia por parte de las empresas, y más específicamente de los responsables de los procesos, se definen acciones en el tiempo para el cierre de las brechas y la captura de las eficiencias en el negocio de transporte.



Al integrar las dos señales (técnica y económica) la empresa evalúa su eficiencia total, verificando así que la gestión de sus activos se hace en forma sostenible, cumpliendo con criterios de costos, riesgo y desempeño.



## Conclusiones

Los análisis de eficiencia en empresas de transmisión de energía eléctrica, abordados generalmente a través de referenciamientos, son una herramienta que permite a las empresas, identificar brechas de desempeño, definir acciones para su cierre y con ello contribuir a la eficiencia sostenible en las operaciones en el negocio de transmisión.

Para lograr los objetivos propuestos es fundamental una conceptualización inicial compartida entre todas las empresas, que garantice que la confiabilidad de información aportada por cada empresa, insumo fundamental del análisis.

Actualmente metodologías para abordar un análisis de eficiencia, por lo cual es importante comparar los resultados entre metodologías y modelos, recordando que los resultados si bien pueden llevarse a análisis por fuera del referenciamiento, son inherentes a la muestra que se compara.

Por último, es importante comprender que los resultados de un referenciamiento son “referentes” que se convierte en valores eficientes cuando son analizados y validados por las empresas y los responsables de los

procesos antes de la definición de acciones. Para ello, se requiere un conocimiento profundo de la empresa, su negocio y sus procesos. Por ello, cuando finaliza el análisis de eficiencia (referenciamiento) inicial la parte determinante del éxito del análisis, la adaptación de los resultados y su puesta en práctica a través de acciones para mejorar su eficiencia total en el mediano y largo plazo.

## Referencias

- [1] CIER11 Fase III Benchmarking Transmisión AOM – Indicadores Técnicos y Mejores Prácticas Operación y Mantenimiento. Informe General. Comisión de Integración Energética Regional. 2008
- [2] ITOMS International Transmission Operations & Maintenance Study – Más información en <https://www.umsgroup.com/Europe/Whatwe-do/Learning-Consortia/ITOMS>
- [3] Coelli, T, Estache, A., Perelman, S. y Trujillo, L. “Una introducción a las medidas de eficiencia para reguladores de servicios públicos de transporte”. Banco Mundial, ALFAOMEGA Grupo Editor. 2003.

# Las redes definidas por software como un elemento clave para la mejora de la gestión y operación de las redes de comunicación en las subestaciones eléctricas

Mención especial como segundo mejor trabajo

## Área 8 – TRANSMISIÓN

### Autores

Andres Felipe Castaño

Juan Esteban Hoyos

Juan Felipe Botero

### Empresa

Kinnesis Solutions S.A.S

**Ubicación:** Medellín, Colombia

**Dirección:** Cr 25 # 1 A Sur 155 Ofc 1453

**Código Postal:** 050021

**Teléfono:** (+574) 540 7890

**E-Mail:** andresf137@gmail.com

### Resumen

Hoy en día la red de comunicaciones se ha convertido en un elemento esencial para el funcionamiento del sistema eléctrico que habilita tendencias tecnológicas como ciudades inteligentes, generación distribuida, y el internet de las cosas.

Las subestaciones eléctricas no son ajenas a esta transformación digital del sector. El crecimiento exponencial de sensores y variables a medir al interior de las subestaciones conllevó un crecimiento de las mismas proporciones de la complejidad de las redes de datos, sin embargo, la red de datos parece no han evolucionado su gestión en los últimos 10 años.

**Palabras clave**—Redes Definidas por Software (SDN), IEC 61850, Arquitectura de comunicación, Subestaciones.

Durante este trabajo, proponemos un nuevo esquema de comunicación al interior de las subestaciones eléctricas utilizando redes definidas por software (SDN), de manera que se automatice el proceso de configuración del tiempos en el despliegue de subestaciones, garantizando la ciberseguridad de la infraestructura, y creando esquemas de redundancia y gestión de las redes de datos imposible de lograr con los sistemas legados.

Presentaremos un prototipo de comunicación basado en SDN, aplicado a un esquema de automatización de subestaciones, basado en IEC61850, de manera que se puedan conocer y comparar los beneficios, en cuanto a:

- Autoconfiguración
- Seguridad
- Adaptabilidad

## Introducción

Los procesos de modernización de las subestaciones eléctricas, que hoy están siendo desarrolladas, están siendo basadas en el estándar IEC61850 [1], proporcionando nuevos conceptos en cuanto a la comunicación, operación, flexibilidad e interoperabilidad.

Sin embargo, debido a estos cambios las redes de comunicaciones de estas generan unos cambios en la subestación:

### Múltiples dispositivos

Aumenta la cantidad de dispositivos en una subestación de una manera exponencial, y con ejecutando diferentes funciones.

### Complejidad en la gestión de tráfico

Diferentes tipos de tráfico por la red de comunicación, nuevo esquemas de comunicación y tiempo de acuerdo al tipo de mensaje que se transporta (GOOSE, MMS, etc).

### Complejidad en la configuración

Un dispositivo de subestación puede manejar hasta 3 tipos de tráfico diferentes de acuerdo a su configuración, y puede llegar a tener hasta 4 puertos de red, y con diferentes protocolos de redundancia, RSTP, PRP, lo cual hace que su configuración e integración en la red de comunicación se vuelva muy compleja.

### Debilidad en la seguridad

No siempre se tiene políticas claras que permitan proteger la infraestructura.

## Marco Conceptual

### Redes de comunicación en subestaciones

En general, podemos definir una red de comunicación de una subestación de potencia automatizada, como un conjunto de dispositivos con soporte IP, intercambiando información a través de una red ethernet que usa interruptores como elementos de interconexión.

Esta red está configurada para asegurar una plataforma de comunicación que soporte las operaciones de gestión, monitoreo, protección y detección dentro de las subestaciones eléctricas.

Actualmente, el proceso de automatización de la subestación está guiado por la norma IEC 61850 [1], que cubre casi todos los aspectos de un SAS (Substation Automation System). Esta norma proporciona recomendaciones para garantizar la interoperabilidad de los dispositivos de diferentes fabricantes. Además, la norma define cómo la gestión, el control y la protección, y los dispositivos de medición.

## Redes Definidas por Software

La creación de redes definidas por software puede definirse como una arquitectura que permite la programación de la red (véase la **figura 2**). En otras palabras, como un programador puede desarrollar una aplicación para ser ejecutado en un hardware particular (PC, Smartphone), a fin de resolver una necesidad específica; SDN proporciona una arquitectura que permite el desarrollo de aplicaciones que se pueden ejecutar en toda la red de comunicaciones.

Para lograr este propósito, SDN separa el plano de datos del plano de control, que en las redes tradicionales, se

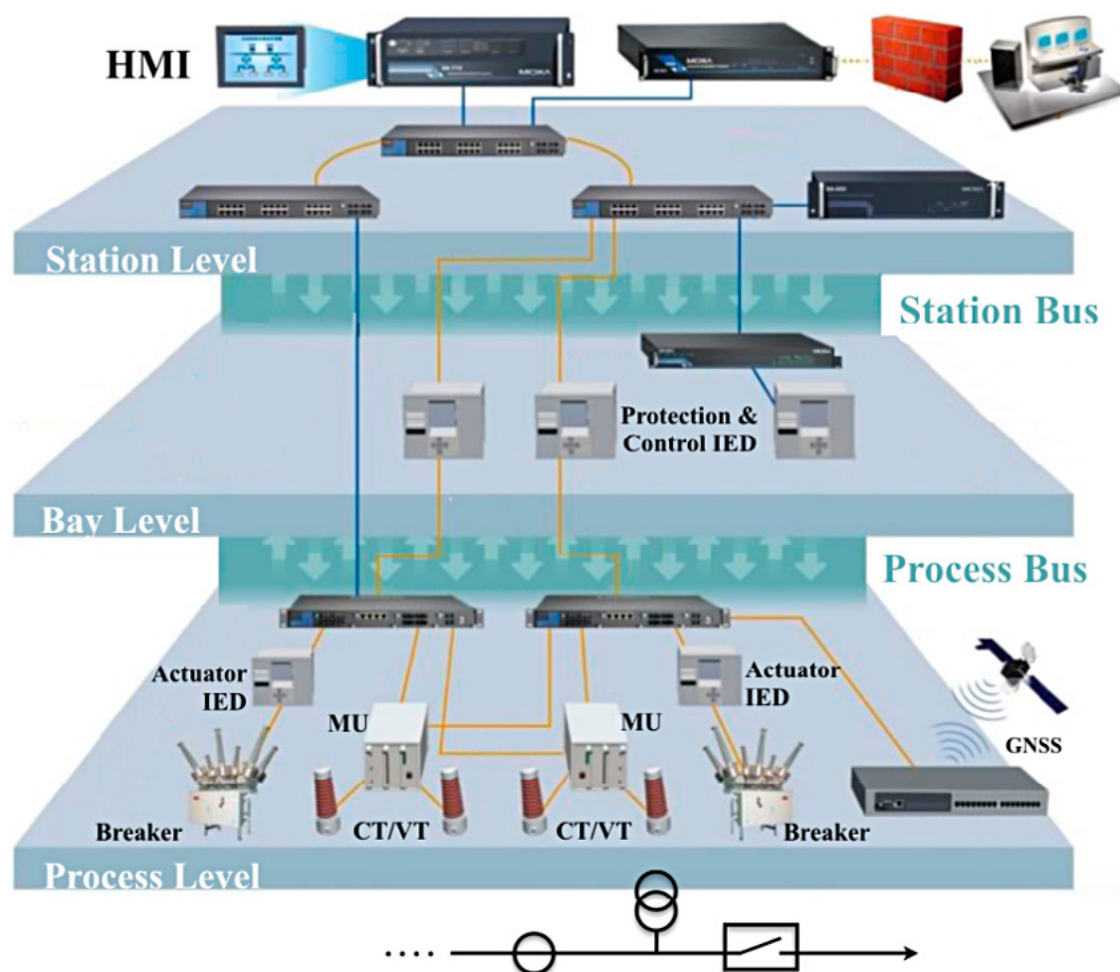


Figura 1. Modelo de comunicación IEC61850.



integran en el mismo dispositivo. Es decir, SDN separa las tareas de reenvío (plano de datos) de las funciones que definen cómo manejar el tráfico (plano de control). Por ejemplo, cuando un conmutador recibe una trama ethernet, consulta su tabla de conmutación para determinar el puerto a través del cual se debe reenviar la trama ethernet. Esta tarea corresponde al plano de datos. Sin embargo, las funciones o estrategias utilizadas para la construcción de esta tabla de conmutación corresponden al plano de control. Gracias a esta separación, SDN facilita la gestión de redes y permite el desarrollo y la implementación de nuevos servicios de red [3].

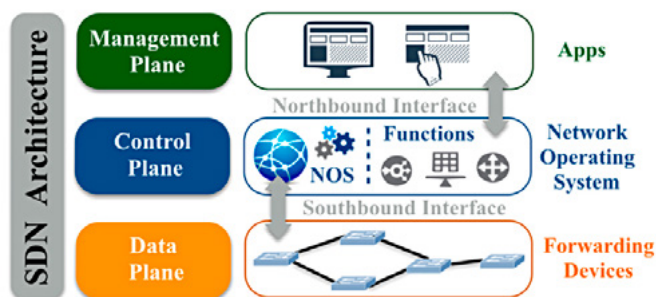


Figura 2. Arquitectura SDN.

## Nueva propuesta para la arquitectura de una subestación eléctrica

En esta sección se presenta un modelo de una arquitectura basada en SDN, que permite unificar los conceptos de IEC61850 bajo una plataforma centralizada.

### Software Defined Substation

Una plataforma basada en SDN, orientada al desarrollo y adaptación del estándar IEC61850, que realizará

la automatización de tareas en una red de comunicación de una subestación.

Este tipo de sistemas basado en SDN, cambiará la forma en como creamos las redes, incentivando a modelos centralizados, que hacen uso de tecnologías abiertas e interoperables. Los Switches de comunicación basados en SDN, son los que implementan el protocolo Openflow, estándar de la ONF, que permite el cumplimiento sobre cualquier tipo de fabricante, para el caso en sistemas eléctricos SEL uno de los primeros fabricantes en desarrollar un dispositivo que soporte ambientes de industriales. El controlador, que es el servidor físico se ejecuta sobre un sistema operativo Linux, brindando mas seguridad al sistema.

A nivel de aplicación, el sistema llamado Software Defined Substation (SDS) permite tener un esquema centralizado, de manera que se puedan ir agregando aplicaciones, la implementación de este tipo de modelo, permite el libre desarrollo de aplicaciones, que visto a las redes convencionales, la mayoría de las aplicaciones son hardware. Las aplicaciones desarrollada sobre esta plataforma permiten:

#### Configuración de la red

Permite disminuir la complejidad en cuanto a las altas exigencias en la configuración de la red de comunicación en sistemas convencionales.

#### Gestión de dispositivos

Permitir una visualización de la red en tiempo real, de manera que se puedan verificar el estado de conectividad y estadísticas de cada equipo.

## Interoperabilidad

El cumplimiento de protocolos abiertos como el Openflow, a permitido que fabricantes como Huawei, HP, Centec y SEL se unan a desarrollar aplicaciones que van en pro de fomentar el nuevo esquema de red industrial del futuro.

- Revisión en tiempo real de las tramas de datos.
- Uso eficiente de recursos, traducido en una mejora en el desempeño de la red.
- Plataforma bajo estándares abiertos y soluciones no propietarias.

## Conclusiones

Software Defined Networking (SDN), es una tecnología emergente que está cambiando la forma en como construimos, operamos y gestionamos las redes de comunicación hoy en día. Este tipo de adopciones traerá a las empresas eléctricas beneficios, materializados en:

- Disminuir tiempo en la ingeniería de red de un esquema basado en IEC61850.
- Reducción del CAPEX y OPEX.
- Disminuir los errores humanos durante la puesta en marcha del sistema de automatización.
- Manejo de estadísticas en tiempo real.

## Referencias

- [1] "IEC 61850: Communication networks and systems for power utility automation," International Electrotechnical Commission Std, 2010.
- [2] E. A. Leal and J. F. Botero, "Software defined power substations: an architecture for network communications and its control plane." Universidad de Antioquia. 2016.
- [3] D. Kreutz, F. M. Ramos, P. E. Verissimo, C. E. Rothenberg, S. Azodolmoly, and S. Uhlig, "Software-defined networking: A comprehensive survey," Proceedings of the IEEE, vol. 103, no. 1, pp. 14–76, 2015.

# Metodología de sintonización del POD de SVC y aplicación en caso colombiano

Mención especial como segundo mejor trabajo

## Área 8 – TRANSMISIÓN

### Autor

Camilo Andrés Ordóñez Medina

### Empresa

EEB - Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P

**Ubicación:** Bogotá, Colombia

**Dirección:** Carrera 9 # 73 - 44

**Teléfono:** 3268000

**E-Mail:** correspondencia@eeb.com

**Palabras clave**—Control automático de voltaje, FACTS, redes inteligentes, control de sistemas de potencia, nuevas tecnologías, SVC, POD.

### Resumen

Este trabajo presenta una metodología para determinar los parámetros del amortiguador de oscilación de potencia (POD) de los sistemas de transmisión de AC flexible (FACTS). El POD es un control secundario incluido en algunos FACTS, análogo al PSS de los generadores, destinado a mejorar el amortiguamiento de una señal deseada, cuando se produce un evento en la red eléctrica, ya sea a nivel de generación, transmisión o distribución. Esta tecnología permite optimizar el uso del FACTS en el sistema de potencia. El método propuesto se basa en determinar los ajustes para obtener el mejor cambio encontrado en un índice de criticidad que se define en este trabajo. Dicho índice tiene en cuenta la magnitud y la relación de amortiguamiento de la oscilación de la potencia activa, así como la afectación del voltaje de la barra a la que se encuentra conectado el FACTS.

Se realizó una revisión del estado del arte en técnicas de sintonización de POD y PSS y se caracterizaron cada uno de los componentes de estos sistemas de control: filtros de washout (permiten eliminar los valores DC de la señal muestreada), de adelanto/atraso (permiten modificar la fase de la señal y ajustarla de acuerdo a la necesidad de salida), pasa bajas (eliminar ruidos electrónicos de la señal medida) y el bloque de ganancia, el cual es fundamental para determinar la afectación del control POD sobre el sistema de control general del SVC.

La metodología plantea que se deben sintonizar cada uno de los bloques del POD teniendo en cuenta la ganancia y desfase que este puede causar sobre el bloque general del POD. Dicha afectación será eliminada mediante los bloques de adelanto atraso y ganancia. Esta última se debe determinar considerando un algoritmo que asegure que, para todos los casos de falla simulados, no se afecte el índice de criticidad del evento.

La metodología fue aplicada para el SVC instalado en la subestación Tunal 230 kV por Empresa de Energía de Bogotá (EEB), localizado en la ciudad de Bogotá, Colombia, para los años 2017 y 2020 y distintas topologías y estados de demanda y despacho del sistema eléctrico.

Se determinó y se recomienda un grupo de parámetros de sintonización y los resultados indican que es factible parametrizar el POD y los ajustes obtenidos muestran que las oscilaciones se amortiguan efectivamente sin afectar notablemente el voltaje de barra colectora controlada, cumpliendo con el criterio de mejorar

positivamente el índice de criticidad. Se determinó que el cambio de la topología de la red y del estado de demanda no implica la necesidad de modificar los parámetros del POD.

El trabajo adicional se puede orientar a automatizar el algoritmo de sensibilidad de la ganancia y el índice de criticidad, con el fin de encontrar el mejor valor de ganancia y maximizar la utilización y efectividad del POD.

## Contexto del SVC de tunal 230 kv

El SVC de la subestación Tunal 230 kV (propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá, la segunda empresa más grande de transmisión de energía eléctrica en Colombia) entró en operación en noviembre de 2014 con una capacidad de 40 MVAR inductivos a 240 MVAR capacitivos (ver Figura 1). Además del control primario del SVC, basado en la regulación de tensión, este FACTS cuenta con un sistema de control secundario para amortiguamiento de oscilaciones (POD, en inglés *Power Oscillation Damping*).

Para el área operativa donde se encuentra conectado (área Oriental del Sistema Interconectado Nacional de Colombia), contar un control POD tiene un gran beneficio debido a que cuando se presentan cambios transitorios en los flujos de potencia, el SVC naturalmente controla la tensión de la barra objetivo (Tunal 230 kV) y puede además proveer una mejora en el amortiguamiento de la potencia que fluye a través de las líneas en el área de influencia.

La subestación Tunal 230 kV pertenece al anillo eléctrico principal que abastece a la capital de Colombia, Bogotá, cuya carga representa más del 25% de la de-

manda total de Colombia (unos 2700 MW). El área oriental está interconectada por una sola línea de 500 kV, por lo que una interrupción transitoria de esta línea puede causar oscilaciones interarea e intraarea. Este artículo presenta una metodología de ajuste de POD, basada en estudios de estabilidad y el Índice de Criticidad definido.

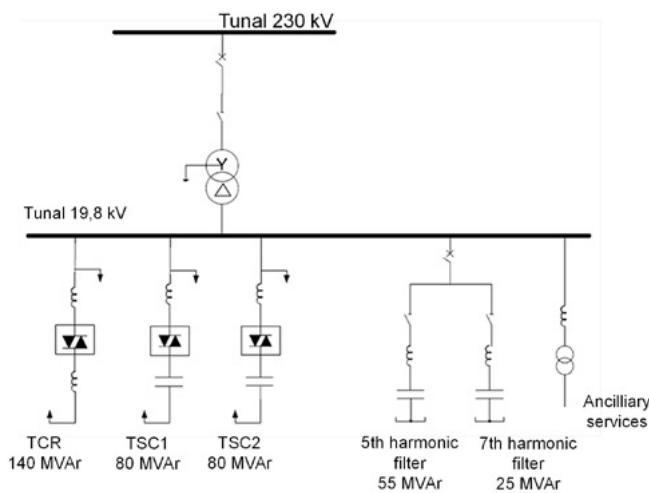


Figura 1. Diagrama esquemático del SVC de Tunal 230 kV [1]

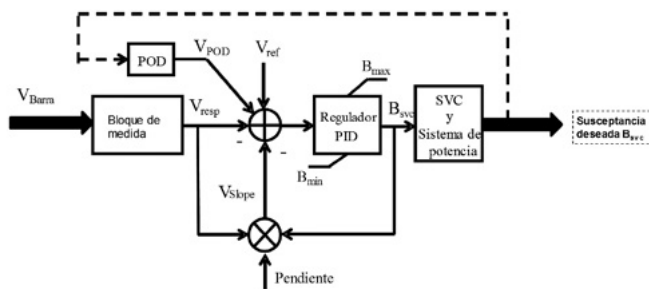


Figura 2. Sistema de control del SVC [1]

## Sistema de control y POD

El esquema del sistema de control de un SVC se presenta en la **Figura 2**. La señal medida es la tensión trifásica ( $V_{BUSBAR}$ ) y se procesa para obtener el valor de la componente de secuencia positiva filtrada ( $V_{RESP}$ ). Este valor debe restarse del valor de tensión deseado en la barra colectora,  $V_{REF}$ , para obtener el error de

voltaje, que es procesado por un bloque PID para determinar la salida deseada de susceptancia equivalente BSVC que el SVC ofrece al sistema de potencia. Con esta susceptancia se determina el punto de operación del Reactor Controlado por tiristores (TCR), caracterizado por el ángulo de disparo al flujo de corriente eléctrica, y el estado de conmutación de cada Condensador Conmutado por Tiristores (TSC).

Adicionalmente, se puede añadir una señal de control de pendiente ( $V_{SLOPE}$ ) que aporta al bloque sumador para obtener el error de voltaje. El voltaje suplementario VPOD es la cuarta señal que llega al regulador de tensión. La señal de entrada de un POD es normalmente una potencia activa a través de una línea de transmisión o la frecuencia del sistema. El POD más común está compuesto por uno o más filtros de lavado (washout), un bloque de ganancia, algunos bloques de atraso/adelanto de fase y puede tener filtros adicionales dependiendo de los requisitos del usuario final o aplicación particular. Además, hay un bloque limitador en la salida de POD.

La expresión general de la función POD, en términos de dominio de Laplace se muestra en (1).

$$POD(s) = K_{POD} \left[ \frac{sT_w}{1 + sT_w} \right]^n \left[ \frac{1 + sT_{lead}}{1 + sT_{lag}} \right]^m \frac{1}{as^2 + bs + c} \quad (1)$$

Donde  $K_{POD}$  es la ganancia de estabilización del POD,  $n$  es el número de filtros de lavado,  $T_w$  son las constantes de lavado,  $m$  es el número de compensadores de atraso y avance,  $T_{lead}$  y  $T_{lag}$  son las constantes de tiempo de estos bloques, y  $a, b, c$  son constantes del filtro cuadrático.

## Componentes del POD

Los filtros de lavado (washout) suavizan la entrada cuando hay cambios en la señal de entrada. Además,

rechazan las entradas de estado estacionario, dejando que únicamente las oscilaciones transitorias lleguen al POD. La ganancia de estabilización está relacionada con el peso de la acción de retroalimentación de POD, que entra en el regulador de voltaje. Dicha ganancia debe amortiguar satisfactoriamente la oscilación sin comprometer la estabilidad de otros modos [2][3]. Adicionalmente, es importante comprobar que durante perturbaciones cercanas a la subestación donde se encuentra el SVC, el nivel de tensión objetivo no sufra afectaciones notables, evitando problemas de estabilidad de tensión y funcionamiento irregular del SVC.

Por su parte, los compensadores de adelanto/atraso se utilizan para mejorar la respuesta de frecuencia del control POD. Dependiendo del sistema y de las variables de entrada y salida del POD, se puede requerir un avance de fase o un retardo de fase, o ambas acciones en diferentes rangos de frecuencias. Una vez se sintonizan estos bloques, es importante considerar su ganancia natural para ser contrarrestada dentro del bloque de ganancia.

Otros filtros se pueden utilizar como filtro de pasabajas según el criterio del diseñador y los requisitos del sistema. Pueden añadir fase o ganancia al POD total. Finalmente, el bloque limitador se utiliza para garantizar que la salida del POD oscile entre valores factibles, basados en la respuesta de oscilación de tensión permitida y valores de estado estacionario en la barra controlada.

## Acción del POD sobre la estabilidad

Suponiendo que la función de transferencia del regulador de tensión,  $G(s)$ , es una función lineal, puede

expresarse como la suma de los polos  $\lambda_i$ , cuyas amplitudes están representadas como los residuos complejos  $R_{ij}$  [2][3]. Lo anterior en el dominio de Laplace es expresa como (2).

$$G(s) = \frac{y}{u} = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{s - \lambda_i} \quad (2)$$

Los residuos complejos  $R_{ij}$  están asociados con la amplitud y la fase del modo  $i$ -ésimo para ciertas entradas  $u$  y salidas  $y$ , por ejemplo, la tensión de barra y una corriente de una línea de transmisión, respectivamente.

Ahora bien, la tasa de cambio en un modo oscilatorio  $\lambda_i$  con respecto a la ganancia POD,  $K_{POD}$ , es proporcional a la tasa de cambio de la función de transferencia de retroalimentación POD(s) con respecto a esa ganancia [2]. Para valores de ganancia pequeños, puede expresarse como:

$$\Delta\lambda_i = R_i \times \Delta K_{POD} \times POD(\lambda_i) \quad (3)$$

Por lo tanto, la mejor señal de realimentación  $y(t)$  que corresponde a la señal de entrada de POD es aquella que tiene el residuo más grande para el modo de oscilación que se requiere amortiguar. Esto puede ser identificado con el análisis de estabilidad de pequeña señal (Small Signal Stability Analysis, SSSA).

La ecuación (3) se puede representar gráficamente como se muestra en la **Figura 3**. La acción del POD consiste en trasladar el modo hacia la izquierda, es decir, llevarlo a una componente real más negativa y, por lo tanto, incrementar su tasa de amortiguamiento, y por lo tanto, su nivel de estabilidad. El efecto de los POD y los PSS sobre los controladores de un sistema de potencia han sido muy trabajados a partir de diferentes enfoques, como por ejemplo en los FACTS y en los gobernadores de turbinas [4][5][6].

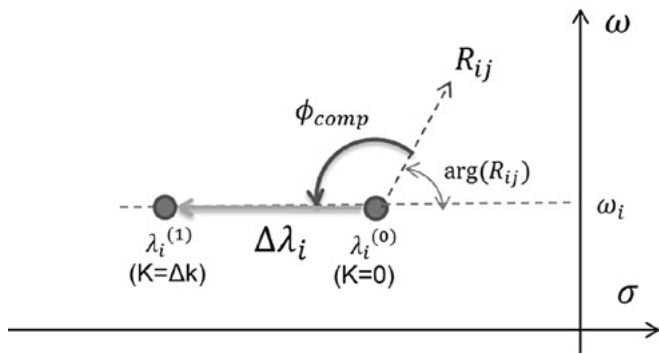


Figura 3. Acción del POD sobre el amortiguamiento del modo oscilatorio seleccionado.

## Metodología de sintonización del POD

La metodología general de ajuste de POD se resume en la **Figura 4**. En primer lugar, debe modelarse una base de datos completa del sistema de potencia en el software seleccionado, que debe ser capaz de desarrollar el SSSA. Además, el sistema de control del SVC debe estar modelado, incluyendo el modelo POD.

Además, se deben considerar las condiciones operativas del área donde se encuentra el SVC (despachos, demandas, compensaciones, etc.), de manera que los estudios de estabilidad se puedan desarrollar de manera precisa y reflejen de manera acertada el comportamiento del sistema.

A partir de una selección de las contingencias principales basada en el conocimiento profundo del área del sistema, se ejecutan los estudios de estabilidad transitoria, incluyendo disparos de generación que pueden causar pérdida de sincronismo u otras respuestas dinámicas fuertes, que son de gran interés para obtener la sintonización más adecuada del POD. Además, las oscilaciones se caracterizan (es decir, la frecuencia y la relación de amortiguación) y se clasifican utilizando un índice de criticidad  $\psi$  se define en (4). El índice de criticidad se basa en la oscilación de potencia (magni-

tud y amortiguamiento) y tiene en cuenta la variación de voltaje de la barra para asegurarse de no superar un valor porcentual  $p_v$  de 5% previamente definido.

$$\psi_j = \frac{\Delta P_{line j}}{\xi} \times \left( 1 + \max(\Delta V_{bus} - p_v \% V_{SS}, 0) \right) \quad (4)$$

$\Delta P_{line}$  es la oscilación de potencia máxima definida,  $\Delta V_{bus}$  es la oscilación de voltaje de barra máxima después del despeje de la falla,  $V_{SS}$  es el voltaje de post-falla en estado estable y  $\xi$  es el promedio del amortiguamiento de las dos primeras oscilaciones después de eliminar las fallas.

El índice de criticidad está diseñado de tal manera que un evento se considera más crítico si la oscilación de voltaje es superior al 5% de la tensión final y depende inversamente del amortiguamiento. Adicionalmente, la criticidad es directamente proporcional a la oscilación de la potencia activa de la línea que es controlada por el control POD.

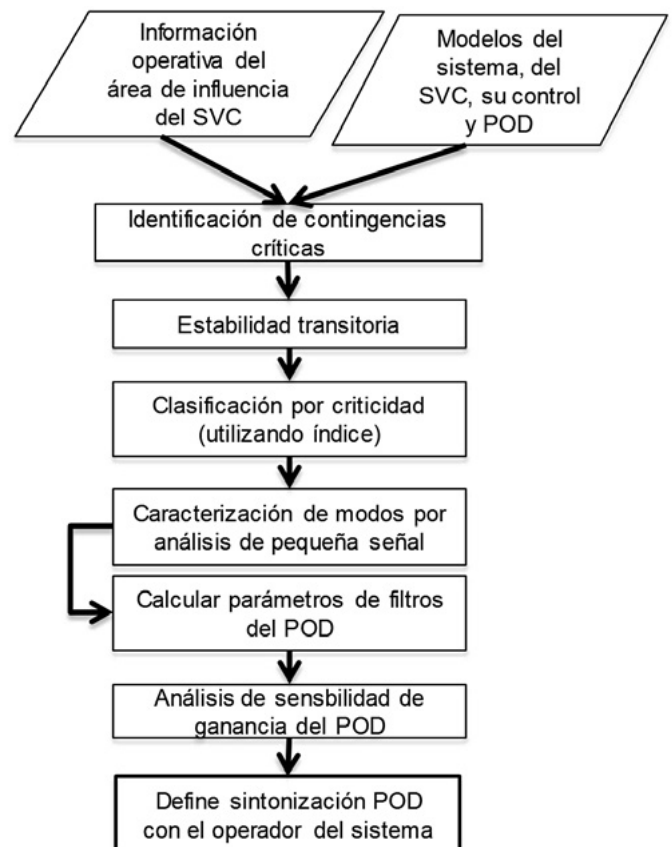


Figura 4. Metodología de sintonización del POD del SVC

Posteriormente, de acuerdo con la metodología, se realiza el SSSA para establecer el origen de los modos previamente detectados. La sintonización del POD debe enfocarse en amortiguar las oscilaciones de potencia activa que se observen a través de la línea de transmisión seleccionada. Los análisis de estabilidad transitoria y de pequeña señal permiten determinar la frecuencia de oscilación que se desea amortiguar con el POD.

El siguiente paso es el cálculo de los parámetros de los filtros del POD. Posteriormente, la ganancia del POD se determina mediante la metodología que se presentará más adelante. Y finalmente se valida el ajuste propuesto comparando con otras propuestas de ajuste.

### Filtros de lavado (washout)

La literatura recomienda dejar la constante  $T_w$  entre 2 y 10 segundos, para amortiguar modos interárea, es decir, modos de baja frecuencia (menos de 1 Hz) [2]. Este bloque tiene ganancia unitaria, dando el tratamiento correspondiente a la constante de numeradores a la frecuencia objetivo del POD. La ganancia de un POD con  $n$  filtros de lavado y el desplazamiento de fase que generan los  $n$  filtros de lavado se determina como (5) y (6).

$$k_{wash} = \left[ \frac{\omega T_{w1}}{\sqrt{1 + (\omega T_{w2})^2}} \right]^n \quad (5)$$

$$\Delta\phi_{wash} = n \times (90^\circ - \text{atan}(\omega T_w)) \quad (6)$$

El desplazamiento de fase  $\Delta\phi_{wash}$  debe ser contrarrestado por los filtros de adelante/atraso.

### Filtro de segundo orden

Algunos POD tienen un filtro de segundo orden que se puede utilizar con diferentes propósitos. El uso típico es como un filtro de pasabajas, para asegurar que sólo las oscilaciones electromecánicas sean consideradas por el POD. Este bloque ofrece una ganancia y un cambio de fase para el POD, mostrados en (7) y (8), que debe ser contrarrestado por el bloque de ganancia POD, y el bloque de filtros de adelanto/atraso, respectivamente.

$$k_{filt2} = |F(j\omega)| = \frac{1}{\sqrt{\left(1 - \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^2\right)^2 + \left(2Y\frac{\omega}{\omega_0}\right)^2}} \quad (7)$$

$$\Delta\phi_f = \text{ang}(F(j\omega)) = -\text{atan}\left(\frac{2Y}{\frac{\omega_0}{\omega} - \frac{\omega}{\omega_0}}\right) \quad (8)$$

donde  $Y$  es la tasa de decaimiento del filtro,  $\omega_0$  es la frecuencia de corte del filtro de paso bajo.

### Filtros de atraso/adelanto

Para determinar los parámetros de estos filtros, es necesario calcular el ángulo que debe compensarse entre la entrada y la salida deseada del POD, y adicionalmente, estos bloques deben compensar, como se mencionó anteriormente, el desplazamiento de fase que causan los otros bloques.

Dado que estructuralmente el POD es similar al *Power System Stabilizer* (PSS) de un generador, algunos aspectos a tener en cuenta en la sintonización de lead-lag se toman de [2].

Una vez que se conoce el ángulo de compensación total  $\phi_{comp}$ , el factor  $\alpha_c$  y la constante de tiempo de la compensación de retardo y de plomo se calculan usando (9), (10) y (11).



$$\alpha_c = \frac{1 - \sin\left(\frac{\varphi_{comp}}{m}\right)}{1 + \sin\left(\frac{\varphi_{comp}}{m}\right)} \quad (9)$$

$$T_{lag} = \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha_c}} \quad (10)$$

$$T_{lead} = \alpha_c T_{lag} \quad (11)$$

$$k_{LL} = \left[ \frac{1 + (\omega_i T_{lead})^2}{1 + (\omega_i T_{lag})^2} \right]^{\frac{m}{2}} \quad (12)$$

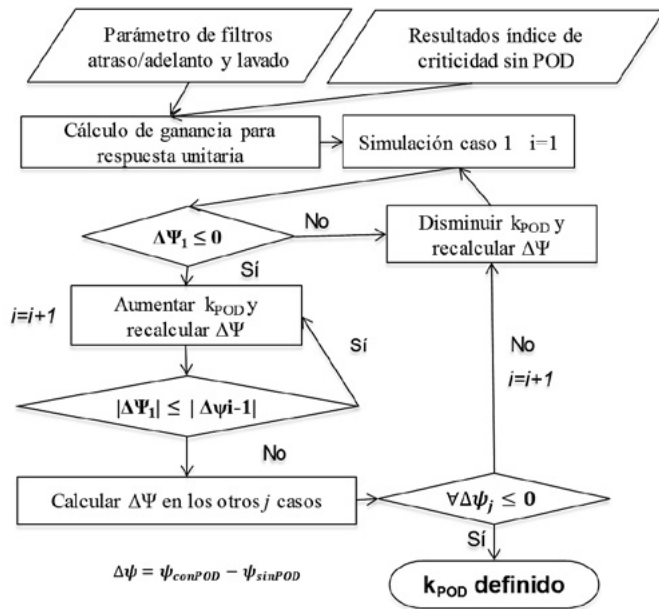


Figura 5. Algoritmo para determinar la ganancia del POD

Donde  $m$  corresponde al número de compensadores. Estos bloques imponen una ganancia expresada en (12), que debe ser compensada por el bloque de ganancia POD.

### Sintonización de la ganancia del POD

Como se demuestra en (3) y se ilustra en la Figura 3, la ganancia es directamente proporcional al cambio de-

seado del modo oscilatorio seleccionado, y es inversamente proporcional a la magnitud de la función POD evaluada en la frecuencia objetivo.

Sin embargo, en la práctica no es evidente la manera de evaluar el cambio que un POD puede alcanzar en un modo de oscilación, ni la magnitud del residuo del modo es fácilmente conocida.

Por lo tanto, se propone un estudio de sensibilidad para la ganancia de POD y se muestra en la Figura 5. La metodología consiste en determinar el valor de ganancia que conduce a obtener la mayor disminución del índice de criticidad, es decir, el mayor valor de  $-\Delta\psi$ .

Una vez determinados los parámetros de los filtros, debe calcularse un valor inicial de  $k_{POD}$  que conduce al POD a una ganancia unitaria, teniendo en cuenta la ganancia no unitaria de ciertos bloques, como el filtro de segundo orden. Después de eso, se hace una simulación del primer caso, el cual se selecciona a partir de los resultados del análisis de estabilidad transitoria y del conocimiento previo que tiene el diseñador en el sistema de potencia bajo análisis. La contingencia N-1 más crítica es una buena opción para el primer caso.

Aunque probablemente existan eventos más críticos, las contingencias de orden superior N-k son menos probables. El valor de  $\Delta\psi$  se calcula y se decide si aumentar o disminuir la ganancia, dependiendo del signo de  $\Delta\psi$ . Si la criticidad disminuye, se debe probar una ganancia mayor, en contraposición, si aumenta la criticidad, se debe reducir la ganancia y se reevalúa  $\Delta\psi$ .

Cada vez que el cambio en  $\Delta\psi$  es mayor (y mejor) que la iteración anterior, la ganancia de POD se incrementa, hasta un punto en que el valor  $\Delta\psi$  no cambie significativamente entre iteraciones. Una vez que se selecciona la mejor ganancia para el caso base, se simulan los otros casos de contingencia. Si para todos

los otros casos y escenarios la criticidad no aumenta, el algoritmo termina y se selecciona la ganancia de POD. De lo contrario, la ganancia debe reducirse y el procedimiento debe reiniciarse desde el caso base.

## Aplicación en Tunal SVC

La metodología descrita en la sección anterior se aplicó al POD del SVC instalado en la subestación Tunal 230 kV. En esta red, la contingencia del circuito Primavera – Bacatá 500 kV en un escenario de alta importación de potencia implica el mayor requerimiento de potencia reactiva en el Área Oriental (donde se encuentra la subestación Tunal 230 kV), con el fin de mantener los niveles de tensión en estado seguro.

### Resultados de estabilidad transitoria

La potencia activa tomada como señal de entrada del POD es la de la línea de transmisión Tunal - La Reforma II 230 kV y el voltaje a medir es de la subestación Tunal 230 kV. Se consideraron quince contingencias para establecer la naturaleza de las oscilaciones, incluidas N-1, N-2 e incluso un caso de N-3. La Tabla I y la Tabla II muestran los resultados para los años 2017 y 2020, respectivamente.

Los casos 6, 7 y 8 causaron los índices de criticidad más altos. Tiene sentido porque son disparos de subestaciones completas, por lo que el sistema de potencia experimenta un estado de mayor exigencia, de manera que para conseguir el estado estable se presentan más oscilaciones de potencia en la línea monitoreada y, por lo tanto, un mayor impacto en el voltaje de Tunal 230 kV.

En los casos de disparos de las subestaciones Circo 230 kV y Guavio 230 kV (casos 8 y 9), el voltaje en

Caso	$\Delta P_{linej}$	Frecuencia estimada (Hz)	Amortiguamiento ( $\xi$ ) [%]	$\Delta V_{busj}$	Factor de criticidad ( $\psi$ )
1	9,56	1,01	16,1%	6,7%	61
2	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
3	10,65	1,07	16,3%	4,6%	65
4	6,51	1,01	10,4%	0,5%	63
5	13,06	1,05	13,2%	4,4%	99
6	22,49	0,88	19,3%	7,5%	120
7	18,01	0,98	13,8%	6,2%	133
8	19,80	0,91	12,4%	3,8%	160*
9	1,83	0,99	1,7%	2,8%	110*
10	12,86	1,05	15,7%	7,7%	84
11	5,47	1,09	17,0%	0,7%	32
12	0,51	1,07	5,4%	0,1%	10
13	1,79	1,06	19,9%	0,2%	9

N.A.: No aplica este año

Tabla 1. Resultados estabilidad transitoria – Año 2017

Caso	$\Delta P_{linej}$	Frecuencia estimada (Hz)	Amortiguamiento ( $\xi$ ) [%]	$\Delta V_{busj}$	Factor de criticidad ( $\psi$ )
1	4,70	0,74	11,5%	3,0%	41
2	9,82	1,15	11,6%	3,8%	85
3	10,21	1,15	12,8%	3,6%	80
4	5,01	1,15	10,2%	1,5%	49
5	12,53	1,12	12,6%	3,2%	100
6	20,04	0,89	39,3%	6,1%	52
7	15,79	1,05	13,2%	5,7%	121
8*	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
9*	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
10	11,42	1,11	11,8%	5,6%	98
11	2,83	1,16	14,0%	1,8%	20
12	0,33	1,14	7,4%	0,1%	4
13	1,09	1,09	14,0%	0,1%	8
14	4,65	0,75	12,8%	3,7%	36
15	3,91	1,62	12,8%	1,4%	31

N.A.: No aplica este año

\* Disparo del SVC por bajo voltaje. No se considera para sintonización del POD

Tabla 2. Resultados estabilidad transitoria – Año 2020

Los valores mostrados en las Tablas indican que la frecuencia media es 1,01 Hz con una desviación estándar de 0,6 Hz. Este valor se encuentra en un rango de frecuencia electromecánico típico.

En el año 2020, la contingencia N-1 que causa el mayor índice de criticidad es la Norte - Nueva Esperanza 500 kV, que está siendo construida por EEB en la actualidad y que para ese año se está asumiendo en operación. El resultado es coherente debido a la alta

importación por este corredor durante el estado de pre-falla.

## Resultados Análisis de Pequeña Señal

Se ejecutó el análisis de estabilidad de pequeña señal (SSSA) para los años 2018 y 2020 usando Power Factory 2015®.

Se consideraron los modelos de generadores incluyendo controles como los Reguladores Automáticos de Tensión (AVR), los estabilizadores del sistema de potencia (PSS), los gobernadores de turbina y los dos FACTS que operan en el Área Oriental (STATCOM de +/- 200 MVAR en Bacatá 500 kV y el SVC en Tunal 230 kV).

Los resultados de SSSA indicaron que hay dos (2) modos interarea y 51 modos locales. En el modo interarea, hay participación de los generadores del área Oriental, llamados Chivor y Guavio y hay dos modos locales en que estos generadores también participan. La frecuencia del modo interarea es 0.97 Hz y tiene un amortiguamiento de 7.4%. Al comparar esto con los resultados de la Estabilidad Transitoria, se puede inferir que la oscilación identificada en la línea Tunal - La Reforma II 230 kV está formada principalmente por generadores Chivor y Guavio y esta es la oscilación que se pretende amortiguar mediante el POD.

En el año 2020, el modo interarea tiene una mayor frecuencia: cambió de 0,965 Hz a 1,054 Hz y un mayor amortiguamiento (aumentó de 7,4% a 9,3%). Este cambio puede explicarse teniendo en cuenta que la red en 2020 tendrá un refuerzo en 500 kV, es decir, un nuevo circuito interconectará el Área Oriental con el resto del sistema eléctrico colombiano, el cual permitirá aumentar la capacidad de estabilización del sistema cuando se produce este tipo de perturbaciones.

Se desarrolló un análisis de sensibilidad modificando la topología del sistema de transmisión. Los resultados muestran que el cambio en la frecuencia y el amortiguamiento del modo interarea es despreciable, por lo que en principio no se considera necesario modificar los parámetros de sintonización del POD ante pequeños cambios en la topología del área.

## Sintonización de filtros POD

Utilizando los resultados de la sección anterior, siguiendo la metodología presentada en la **Figura 4**, el siguiente paso es el cálculo de los parámetros de los filtros. SVC Tunal POD tiene dos filtros de lavado, con las constantes de numerador  $T_{W1}$  y  $T_{W3}$ , y las constantes de denominador  $T_{W2}$  y  $T_{W4}$ , respectivamente.

Considerando la frecuencia objetiva de 1 Hz, se consideraron  $T_{W2} = T_{W4} = 2$  s, por lo que se eliminarán las frecuencias inferiores a 0,5 Hz.

Para asegurar una ganancia de etapa de lavado unitaria, las constantes seleccionadas son  $T_{W1} = 2$  s y  $T_{W3} = 2,0125$  s.

El filtro de segundo orden se sintoniza como un filtro pasabajos con una frecuencia de corte de 2 Hz, por lo que  $\omega_0 = 12,56$  rad / s. La tasa de decaimiento  $\gamma$  utilizada es  $1/\sqrt{2}$ , por lo que  $T_{F4} = 0,1125$  s,  $T_{F3} = 0,0063$  s,  $T_{F1} = 0$  y  $T_{F2} = 0$ . La ganancia y el desplazamiento de fase son  $k_{filt2} = 0,97$  y  $\Delta\varphi_f = -43,31^\circ$ .

El desplazamiento angular natural entre la entrada y la salida del POD se midió gráficamente, obteniendo  $-26^\circ$ . El ángulo total causado por los otros filtros es  $\Delta\varphi_{Wash} + \Delta\varphi_{II} = 9,1^\circ - 43,3^\circ = -34,2^\circ$ , por lo que el ángulo total que deben compensar los filtros de retardo de avance es  $\varphi_{comp} = 8,2^\circ$ .

Año	Caso	$k_{POD}$	$\Delta P$ [MW]	$\psi_{sinPOD}$	$\Delta\psi$
2017	1	0,896	9,46	45	-15
2017	1	1,792	9,44	41	-20
2017	1	3,585	NA	NA	NA
2017	3	0,896	10,47	51	-15
2017	4	0,896	6,60	52	-11
2017	5	0,896	13,06	77	-22
2017	6	0,896	22,48	121	0
2017	7	0,896	18,01	133	0
2017	10	0,896	12,49	65	-19
2017	11	0,896	4,01	22	-10
2017	12	0,896	0,63	8	-2
2017	13	0,896	1,80	7	-2
2020	1	0,896	4,63	40	-0,4
2020	2	0,896	9,72	77	-8
2020	3	0,896	11,99	75	-4
2020	4	0,896	4,78	34	-15
2020	5	0,896	12,39	81	-19
2020	6	0,896	20,05	50	-2
2020	7	0,896	15,79	121	0
2020	10	0,896	11,30	75	-23
2020	11	0,896	3,89	13	-7
2020	12	0,896	0,34	4	-1
2020	13	0,896	0,99	6	-2
2020	14	0,896	4,63	37	0
2020	15	0,896	3,52	23	-7
2017	1	0,896	9,46	45	-15

N.A.: No aplica. Resultado inestable

Tabla 3. Resumen del efecto del POD en la estabilidad.

Para alcanzar esta compensación, basta con utilizar un bloque de adelanto/atraso con  $T_{lag}= 0,138$  s y  $T_{lead}=0,183$  s. La ganancia de este bloque en  $\omega_i = 2\pi \times 1 = 6.283$  rad / s es  $k_{LL} = 1.15$ .

### Determinación de la ganancia del POD del SVC Tunal 230 kV

Aplicando la metodología de la Fig. 6, primero se debe contrarrestar la ganancia de otros bloques para obtener una ganancia POD unitaria:  $k_{PODi}=0,896$ .

Luego, aplicando el algoritmo iterativo, la ganancia resultante se mantuvo en el valor de ganancia de 0,896, puesto que, con este valor, como se muestra en la **Tabla 3**, se obtuvieron las mayores disminuciones en el índice

de criticidad. Con valores de ganancia superiores como 1,792 se obtuvo una mejor disminución para la contingencia base y con 3,585 la respuesta se volvió inadecuada.

Sin embargo, con el valor de ganancia de 1,792, hubo eventos en los que el índice de criticidad resultó mayor que en el caso sin POD, por lo que el algoritmo retorna al valor de ganancia de 0,896 para ser probada para todos los casos en el año 2017 y 2020. Los resultados de  $\Delta\psi$  se muestran en la **Tabla 3**.

Se puede observar que el cambio en el índice de criticidad es negativo o nulo en todos los casos considerados. De acuerdo con los criterios del algoritmo propuesto, esta es la mejor sintonización del POD del SVC Tu-

nal. Otros dos grupos de parámetros POD fueron validados, encontrando que, en algunos casos, el cambio de índice de criticidad fue positivo, lo que implica que la estabilidad del sistema se hizo más crítica.

## Conclusiones

Se propone una metodología para sintonizar POD de FACTS, basada en el mejor cambio encontrado en el índice de criticidad, el cual se basa en la magnitud y la relación de amortiguación de la oscilación de la potencia activa, y la afectación del voltaje de la barra controlada por el SVC. La metodología se aplicó en un caso real, obteniendo parámetros adecuados para el POD.

El trabajo adicional se puede orientar en automatizar el algoritmo de sensibilidad de ganancia y el índice de criticidad, con el fin de encontrar un valor más fino o preciso de ganancia y maximizar la utilización y efectividad del POD. Adicionalmente, se puede utilizar otra señal como entrada del POD y validar la metodología. Dicha señal puede ser la diferencia de velocidades de los generadores que más participan en las dos áreas (área oriental y norte) cuando se presenta la oscilación interarea. Dicha señal debería tener una fase similar a la señal de salida del POD y de esta manera se puede intentar amortiguar el modo presente.

## Referencias

- [1] ABB. SVC Tunal control strategy information. 2014.
- [2] Kundur, P.; Klein, M. et al, "Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability", Power Engineering Review, IEEE, 1989.
- [3] D.R. Ostojic. "Stabilization of Multimodal electromechanical oscillations by coordinated application of power system stabilizers". in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, no. 4, pp. 1439-1445, Nov 1991.
- [4] B. M. Nomikos, M.E. Kouveletsou, C. D. Vournas, "PSS design for the Hellenic System with partial interconnection to Turkey", PowerTech 2009 IEEE Bucharest, pp. 1-7, 2009.
- [5] Z. Ao, T.S. Sidhu, R.J. Fleming, "Stability investigation of a longitudinal power system and its stabilization by a coordinated application of power system stabilizers", Energy Conversion IEEE Transactions on, vol. 9, pp. 466-474, 1994, ISSN 0885-8969.
- [6] N. Mithulananthan, C. A. Canizares, J. Reeve and G. J. Rogers, "Comparison of PSS, SVC, and STATCOM controllers for damping power system oscillations," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 2, pp. 786-792, May 2003.

# Gestión de activos: lecciones aprendidas en 3 años de implementación

Mención especial como segundo mejor trabajo

## Área 8 – TRANSMISIÓN

### Autores

Esteban Jaramillo  
Cristian Remolina

### Empresa

**Intercolombia S.A E.S.P**  
**Ubicación:** Medellín, Colombia  
**Dirección:** Calle 12 sur # 18- 168 Bloque 1 piso  
2 y 3  
**Teléfono:** 3252400  
**E-Mail:** intercolombia@intercolombia.com

**Palabras clave**—Gestión de activos, nivel de madurez, beneficios y lecciones aprendidas.

### Resumen

INTERCOLOMBIA S.A E.S.P tomó la decisión de emprender el camino de Gestión de Activos, para ello conformó un proyecto de implementación del Sistema de Gestión de Activos bajo el estándar PAS 55-2008 y posteriormente ISO 55001. Después de 3 años de implementación, los éxitos han sido muchos, pero, los aprendizajes han sido mayores. A continuación, se presentan las experiencias y las lecciones aprendidas durante este camino, esperando que sirvan como guía para quienes estén recorriendo el mismo camino o para quienes estén considerando iniciarlo. Sobresalen entre otras experiencias, los motivos para implementar Gestión de Activos, la estructuración del proyecto, el papel de la consultoría, la planeación del proyecto, las victorias tempranas y la sostenibilidad en el tiempo de los cam-

bios propuestos. No existe una única forma de entender el camino de Gestión de Activos, por lo que las lecciones que se han aprendido pueden ser de valiosa utilidad.

## Introducción

Gestionar adecuadamente los activos se ha convertido en uno de los mayores retos de las compañías, especialmente para las que pertenecen al sector eléctrico, para darle respuesta a este reto, existen normas internacionales relacionadas con buenas prácticas en Gestión de Activos, como la familia de las ISO 55000 y la PAS 55 que proporcionan el contexto, las directrices y requisitos necesarios, que debe tener presente una organización desde el momento en el que se encamina en la dirección de Gestión de Activos. Sin embargo, implementar adecuadamente los lineamientos de estas normas requiere un largo proceso en el cual se presentan una serie de eventos, interrogantes y situaciones que desafían a la organización.

Con el fin de servir de guía para otras compañías que deseen encaminarse en el proceso de implementar un Sistema de Gestión de Activos, se presentan las lecciones aprendidas en el camino de implementar Gestión de Activos.

Se presenta una contextualización general del tema antes de profundizar en el camino que ha recorrido la empresa alrededor de Gestión de Activos, para posteriormente finalizar con un despliegue de aprendizajes en temas como implementación, estructuración y planeación del proyecto y otros puntos clave.

## Contexto de Gestión de Activos en INTERCOLOMBIA y en el mundo

La historia de Gestión de Activos se remonta al concepto de Terotecnología desarrollado los setenta, incluso existe un estándar británico que lo soporta: 3843 de 1992 "Guide to Terotechnology - the economic management of assets". En los años 80, con la crisis petrolera desatada a nivel mundial, se generaron grandes desastres, dentro del cual se destaca el de la plataforma petrolera Piper Alpha donde fallecieron 146 personas. El origen de este acontecimiento está marcado principalmente por no evaluar el riesgo de la reducción de costos, esta situación llevó a que diferentes empresas se agruparan para recopilar sus experiencias y mejores prácticas. En 1993, nace el Instituto of Asset Management (IAM) con un enfoque en riesgo y sustentabilidad. En 2004, apoyados en ISO 9000, ISO 14000 y OHSAS 18000 se definieron y publicaron las especificaciones del British standard PAS 55-2004, el cual es una descripción de lo que una empresa que trabaje bajo los principios de Gestión de Activos debe cumplir. Para el 2006, este documento fue aceptado como un estándar a nivel mundial y en varios países. El organismo regulador declaró como obligatoria la certificación en PAS 55 para empresas de energía y gas. En 2008, 50 instituciones revisaron este estándar y lo actualizaron. En 2009, se instaló el comité ISO que desarrolló la norma ISO 55000 en 2014, basada en PAS 55.

### Gestión de activos físicos PAS-55:2008

El estándar PAS 55 define una metodología que evalúa el desempeño y los niveles de las actividades en la Gestión de Activos. Establece el grado de apropiación de una organización y sus capacidades respecto a la

gestión de sus activos. En la Figura siguiente (Ver Figura 1) se muestran los diferentes niveles y su alcance sobre los activos, el sistema de activos, el portafolio de activos y su relación con el plan estratégico de la organización y los grupos de interés o inversionistas (The Institute of Asset Management & BSI British Standard Institute, 2008).



Figura 1. Niveles de activos y su gestión

En la norma PAS 55-2008 se desarrollan los elementos del sistema de gerencia de activos bajo el enfoque del ciclo de mejoramiento continuo (Planear, Hacer, Verificar y Actuar). A su vez, la metodología está orientada a definir la política, las estrategias, planes, facilitadores y etapas de implementación, evaluación, mejoras y revisión (The Institute of Asset Management & BSI British Standard Institute, 2008).

### Gestión de activos ISO 55000/1/2

El estándar ISO 55000/1/2 se publicó en enero de 2014. Al igual que la PAS 55 tiene como objetivo integrar y alinear las políticas y procesos respecto a los activos, de tal manera que se obtengan las mejores prácticas. La norma se compone de tres secciones (55000/55001/55002). La ISO 55000 establece los conceptos y terminologías utilizados en la Gestión de Activos y brinda una visión marco de la metodología. Por otra parte, la ISO 55001 define

los requerimientos necesarios para obtener “buenas prácticas” en la Gestión de Activos y la ISO 55002 contiene una guía para la comprensión e implementación del Sistema de Gestión de Activos descritos en la ISO 55001 <<Asset management system standards published (2014-01-23)>>. Desde el año 2000 ISA viene desarrollando actividades basadas en los principios de Gestión de Activos, dentro de estas se destacan: información de activos, sistema ERP, modelos de planeación, operación y mantenimiento. En 2014 se emprendió una iniciativa de alcance de toda la organización llamada: “Implementación de buenas prácticas en Gestión de Activos”

## ¿Para qué implementar Gestión de Activos? Nuestro camino

A partir de la actualización de la Estrategia Corporativa de ISA y sus empresas en el año 2012, se crea INTERCOLOMBIA S.A E.S.P, filial del grupo ISA, con el objetivo de enfocarse en el negocio de transmisión de energía eléctrica a alto voltaje en Colombia.

A partir de este direccionamiento se definieron 3 ejes estratégicos para ISA: crecimiento con rentabilidad superior, mejorar la rentabilidad de los activos existentes y ajuste de portafolio de negocios. De estos ejes se destaca mejorar la rentabilidad de los activos existentes, para el cual se decidió impulsar la Gestión Activos como una de las estrategias para lograrlo y particularmente en INTERCOLOMBIA, dado que su negocio es intensivo en activos físicos.

Gracias a las experiencias previas en el tema en la organización y soportados en referenciamientos internacionales, se evidenció que la implementación de la Gestión de Activos tiene gran potencial de beneficios financieros, mejora de eficiencias y mejor gestión del riesgo.



Dentro de los beneficios esperados de una buena implementación de la Gestión de Activos se destacan:

- Asegurar confiabilidad de los activos físicos.
- Garantizar adecuado manejo de los riesgos.
- Crecer rentablemente fortaleciendo la gestión de los riesgos en las inversiones.
- Fortalecer la optimización del costo, riesgo y desempeño y la visión integrada del ciclo de vida de los activos.
- Fortalecer las prácticas que evidencian sostenibilidad en el largo plazo de las decisiones en la gestión de los activos.
- Necesidad de mejorar la interlocución con los reguladores con enfoque integral de la maximización de valor de los activos (visión de todos los públicos de interés).
- Oportunidad de mejorar las eficiencias en las operaciones de las empresas, evidenciada a través de referenciamientos.

En el año 2014 INTERCOLOMBIA toma la decisión de implementar las buenas prácticas en Gestión de Activos siguiendo el estándar PAS 55-2008 y posteriormente la norma ISO 55001. En estas normas se encuentran definidos los principios y las metodologías para la gestión eficaz de activos.

Para avanzar en el proceso de madurez en Gestión de Activos, INTERCOLOMBIA realizó un diagnóstico inicial del sistema de gestión identificando en qué nivel de madurez se encontraba la empresa y cuáles eran las brechas. Con este insumo elaboró un plan de trabajo el cual sirve como guía y priorización de las acciones que se deben emprender.

## Lecciones aprendidas

Después de 3 años de implementación, los éxitos y las lecciones aprendidas han sido muchas, a continuación, se presenta el aprendizaje en el camino de la incorporación de la Gestión de Activos.

### Implementar Gestión de Activos

La primera pregunta que debe plantearse una organización que esté considerando implementar la Gestión de Activos es:

¿Cuáles son los motivos para implementar Gestión de Activos en su Compañía?

Existen múltiples respuestas a esta pregunta:

- Cumplimiento regulatorio.
- Maximizar la rentabilidad de los activos.
- Mejorar la gestión del mantenimiento.
- Gestionar los riesgos.
- Mejorar el desempeño de los activos.
- Y aunque no es una razón suficiente, algunas empresas lo hacen porque es una temática “de moda”.

En el proceso de responder esta pregunta la empresa aprendió lo siguiente sobre Gestión de Activos:

- No es solo un proyecto, será la nueva forma de gestionar la empresa.
- No es solo mejora de la gestión del mantenimiento, se busca la mejora de la gestión del ciclo de vida del activo.

- Buscamos maximizar la rentabilidad de los activos.
- Es necesario tener claridad en las expectativas: “con Gestión de Activos vamos a solucionar todos los problemas que tenemos”. No sobre/sub vender los beneficios.
- La alta y media gerencia debe aprender sobre Gestión de Activos.
- Se evidencia a través del mejoramiento del Sistema de Gestión de la empresa, conectando las aspiraciones del negocio con las acciones sobre los activos.
- Es una implementación orgánica, incremental y transformacional.

Sin importar la respuesta que la organización encuentre, antes de iniciar este camino debe existir consenso sobre los motivos reales para implementar Gestión de Activos.

## Estructurar el proyecto

Una vez la decisión de emprender el camino sea tomada, la siguiente pregunta que una empresa debe hacerse es:

¿Cómo organizarse para afrontar este reto?

Para ello existen diferentes aspectos que se deben considerarse:

- Alcance.
- Presupuesto.
- Beneficios.
- Entregables (planeación de actividades).

- Estructura formal vs equipo de proyecto.

No existe una receta única para organizarse para afrontar este reto, cada empresa debe encontrar su propio esquema el cual dependerá de su negocio, cultura empresarial, recursos asignados, etc. De nuestra forma de organizarnos aprendimos:

- En el alcance se debe tener la suficiente claridad: cierre de brechas frente a la norma ISO 55000 (Sistema de Gestión), implementación de buenas prácticas en Gestión de Activos, etc. También es importante definir cuáles activos estarán en el alcance.
- Es recomendable desarrollar un caso de negocio donde se identifiquen los beneficios del proyecto, este servirá de línea base para la medición de beneficios (se debe incluir costo del proyecto).
- Si bien debe conformarse un equipo para el proyecto, no debe existir diferencia de responsabilidades entre la estructura formal y equipo de proyecto para evitar asociar la gestión de activos a unas pocas personas.
- Establecer con suficiente claridad la responsabilidad y autoridad en la implementación. Formalidad en el alcance, presupuesto, entregables y responsabilidades.
- Se debe iniciar la implementación cerrando las brechas internas del equipo del proyecto nivelando los conocimientos en Gestión de Activos.

## Contratar consultoría

Un aspecto fundamental a considerar en el momento de iniciar el proyecto es evaluar la necesidad de contratar una consultoría/asesoría.

Los factores a evaluar son:

- Diferentes tipos de consultoría:
  - Acompañamiento.
  - Implementación.
  - Tareas puntuales.
- Conocimiento interno
- Responsabilidad del consultor

Los análisis internos de INTERCOLOMBIA mostraron que a pesar de que el conocimiento interno de una organización es valioso, es necesario contar con el acompañamiento de una firma de consultores con experiencia.

El apoyo de expertos es valioso para resolver “dificultades históricas” de la empresa y romper paradigmas. En caso de elegir un apoyo externo a la empresa, es importante definir con claridad el alcance de las actividades de los consultores, ya que, sin importar el tipo de consultoría, la empresa siempre es la responsable de la implementación de las tareas y actividades.

Adicionalmente, es preciso validar la experiencia y la oferta de servicios del consultor, teniendo en cuenta que actualmente se presentan tanto, consultorías en Gestión de Mantenimiento como consultoría en Gestión de Activos.

Aunque contar con el soporte de un consultor puede ser beneficioso en el desarrollo del proyecto, es de vital importancia entender que la responsabilidad última por la implementación de las buenas prácticas en Gestión de Activos es de la propia empresa.

## Planear el proyecto

Debido al amplio alcance que puede tener una implementación de Gestión de Activos es necesario realizar una excelente planeación, incluyendo los siguientes elementos:

- Diagnóstico de situación actual.
- Cronograma de actividades.
- Estimación de recursos.
- Precedencia de actividades.

Del proceso de planeación se aprendió lo siguiente:

- Un diagnóstico inicial es de gran valor porque permite identificar las áreas foco de trabajo.
- Una planeación detallada puede ser demasiado desgastante y al momento de la planeación es posible que no se tenga claridad en el “cómo”.
- Planeación de todo el proyecto utilizando la metodología de Hoja de Ruta (grandes bloques de trabajo).
- Programación en detalle (recursos, precedencias, etc.) en un horizonte de corto plazo: 3 meses.

## Desarrollar victorias tempranas

Los proyectos de implementación de Gestión de Activos típicamente pueden durar entre 3 y 5 años. Debido a los tiempos tan prolongados de implementación es necesario desarrollar victorias tempranas para garantizar el interés y entusiasmo de la empresa

en el proyecto, pero ¿qué son y para qué sirven las victorias tempranas?

Las victorias tempranas:

- Permiten evidenciar beneficios rápidos y reales de Gestión de Activos.
- Deben desarrollarse siguiendo un plan de victorias tempranas.
- Son fundamentales para formalizar decisiones y considerarlas como beneficios del proyecto (justificación de los costos).

Del plan de victorias tempranas INTERCOLOMBIA aprendió:

- La implementación de Gestión de Activos es de largo aliento (3 años), las victorias tempranas generan entusiasmo en la empresa.
- No son solamente ejercicios teóricos, deben ser aplicados a casos reales de la empresa.
- Sirven para “ganar” adeptos.
- Aseguran la conexión técnico-financiera para la evaluación de los casos de estudio.
- Se debe garantizar la implementación y formalización de las decisiones tomadas (seguimiento y control)

### Implementar en los procesos

Garantizar la sostenibilidad de los cambios propuestos dentro de la organización es la medida de éxito de este

tipo de proyectos. Se debe considerar qué tipo de cambios se pueden presentar:

- Procesos.
- Metodologías, herramientas, etc.
- Estrategias.
- Arquitectura organizacional: Entre otros aspectos puede incluir roles, responsabilidades, competencias, descripciones de cargos, o estructura.

Las acciones que encontramos para garantizar la sostenibilidad es:

1. Definir, aprobar e implementar los cambios en conjunto con las personas de los procesos. (Consulta y participación).
2. Primero definir, luego probar y evaluar y por último documentar.
3. Gestión de Activos no es implementar herramientas, es mejorar la gestión del ciclo de vida (incluye procesos, indicadores, metodología, etc.).
4. Nunca es suficiente los esfuerzos en comunicación: siempre se debe comunicar por todos los medios posibles (definir plan de comunicación).

## Conclusiones y recomendaciones

- La Gestión de Activos nace a raíz de una gran lección aprendida para la industria petrolera, dejando como mensaje la importancia de gestionar

adecuadamente los activos físicos y aquellos que le agregan valor a la compañía. Este cambio de paradigma descentraliza la toma de decisiones basadas en costo y agrega dos aspectos relevantes: riesgo y desempeño.

En este orden de ideas, la gestión de activos es el nuevo modelo de gestión que complementa el Sistema de Gestión de una compañía y se integra en las estrategias organizacionales.

- Antes de darle inicio a un proyecto como Gestión de Activos, es de gran ayuda que exista en la etapa de planeación una fase de concientización y formación previa del personal de la compañía, con el fin de que este proyecto sea implementado con los trabajadores y no impuesto, es decir, que sean los mismos trabajadores los que tengan la necesidad e interés de añadir la Gestión de Activos como parte de sus actividades. Para esto es preciso contar con un diagnóstico inicial claro.
- A pesar de que toda la organización debe estar involucrada en Gestión de Activos, es fundamental que esté formalmente establecido un equipo base del proyecto que pueda entregarse profundamente a su planeación, desarrollo y entendimiento.
- Sin importar la jerarquía, es fundamental tener claridad y coherencia del alcance durante la formulación del proyecto, los objetivos y beneficios que la organización espera obtener por la implementación de gestión de activos, debido a que una incorrecta definición o interpretación del alcance del proyecto podría ser un obstáculo relevante en el proceso.
- Contar con el apoyo de consultores con experiencia en el tema durante la etapa de ejecución

del proyecto, es una opción válida que permite ampliar, apoyar y guiar la toma de decisiones y buenas prácticas de la organización desde un punto de vista crítico basado en el conocimiento a posteriori del consultor.

- Llevar un correcto control y seguimiento del proyecto permite ser conscientes del nivel de madurez e identificar las victorias tempranas que servirán de impulso y motivación para los públicos de interés.
- Se debe mantener una apropiada difusión y transmisión de información comunicativa efectiva durante el proyecto, que permita a toda la organización estar al tanto de los logros que se alcanzan, los cambios que se realicen. Se considera necesario hacer énfasis frecuente en la evolución del nivel de madurez de la empresa y las victorias tempranas.
- Finalmente, la Gestión de Activos debe ser planteada de manera sostenible, es decir, los cambios y buenas prácticas adquiridas en los distintos niveles de la organización deben conservarse y mejorar en el tiempo y no únicamente durante la ejecución del proyecto.

## Referencias

- [1] Fuente Propia. INTERCOLOMBIA filial de ISA
- [2] IAM Institute of Asset Management. Asset Management – An Anatomy. Versión 3. 2015. [www.theIAM.org](http://www.theIAM.org).
- [3] International Copper Association. Latin America. GESTIÓN DE ACTIVOS - GUÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA NORMA ISO 55001. 2015.

# 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](mailto:jkaufman@cier.org)