

75
EDICIÓN

ENERO 2018

REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía

Edición dedicada al
V CONGRESO CIER
DE LA ENERGÍA
PRIMERA PARTE



PRÓXIMOS INICIOS

Marzo | Abril

ÁREA CORPORATIVA

CURSOS CORTOS

- Curso avanzado en tecnología, regulación y financiación de energías renovables
- Desafíos para la gestión del talento en empresas del sector eléctrico

ÁREA DISTRIBUCIÓN

- Programa de perfeccionamiento en la gestión del negocio de la distribución del sector eléctrico (PPGND)

PROGRAMA COMPLETO

- Programa avanzado en regulación del sector eléctrico (PARSE)

ÁREA GENERACIÓN

- Programa avanzado en generación del sector eléctrico (PAGSE)

VARIAS ÁREAS

- Programa avanzado en movilidad y smart cities (PAMSC)

ÁREA TRANSMISIÓN

- Programa de perfeccionamiento en la gestión del negocio de la transmisión del sector eléctrico (PPGNT)

Conocé nuestro catálogo en 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



Ing. Juan José Carrasco



La presente edición y la siguiente están dedicadas al **V Congreso CIER de la Energía 2017: “Energía Sostenible para todos en el entorno de una Sociedad Inteligente”**, evento realizado del 28 de noviembre al 1 de diciembre de 2017 en la ciudad de Medellín. En las mismas encontrarán los trabajos premiados de las distintas temáticas en que se organizó el mismo.

En ese sentido el título bajo el cual se desarrolló el V Congreso CIER, habla por sí mismo de la importancia que tiene el tema de la sostenibilidad para las principales organizaciones de gobierno, empresariales y la sociedad en general.

Ya son por todos ustedes conocidas las mega tendencias en cuanto al crecimiento poblacional, la concentración en las zonas urbanas (70 % al 2030 a nivel mundial y cerca de 80 % en la región), y la necesidad de hacer un uso racional de los recursos naturales y la energía, de forma de cubrir las necesidades actuales sin comprometer la calidad de vida de las generaciones futuras sobre la base de preservar los ecosistemas.

En ese sentido los compromisos que los países han asumido en la COP 21 y COP22, y la sensibilidad de la sociedad en su conjunto, marcarán la forma de desarrollar las actividades y de encarar los negocios en todos los sectores de la economía.

Debemos asimismo recordar que los países de la región CIER están expuestos a los escenarios globales siendo, en general, tomadores de las tendencias económicas y tecnologías en forma directa o indirecta. Un aspecto importante es la velocidad de estos cambios, lo cual crea un enorme desafío para los gobiernos, las empresas y la sociedad.

Uno de los ejes más importante para asegurar la sostenibilidad es la gestión de los recursos energéticos, en particular la transformación y desarrollo de una futura matriz energética más limpia - es decir, descarbonizada - y con mayor participación de la energía eléctrica. Resultado del aumento de mayores usos eléctricos en particular acondicionamiento térmico.

Por lo tanto, estamos frente a una transición energética promovida por dichas mega tendencias y los cambios tecnológicos, acelerados, sobre las formas de producir, consumir y gestionar el transporte de energía eléctrica a los usuarios.

Latinoamérica posee una matriz primaria con una alta dependencia del petróleo y gas. No obstante, cuenta con una de las matrices eléctricas más limpias de todos los continentes y un enorme potencial de recursos renovables. Dicha matriz, que desde la década de los 90 incorporó generación en base a gas aumentando el uso de recursos fósiles levemente, hoy se encuentra incor-

porando rápidamente energía eólica, solar, y en menor medida, biomasa y geotérmica. Estas tecnologías han alcanzado una madurez y precios que las hacen, sobre todo las tres primeras, muy competitivas.

En lo que respecta a las redes para transporte de energía las smartgrids, el almacenamiento de energía y fundamentalmente las tecnologías de la información y comunicaciones, están presentes en todos los procesos de gestión. Su crecimiento aumentará en función de la regulación, las ganancias de productividad y las disponibilidades de fondos para inversión.

Asimismo, en el título de este Congreso CIER se resalta el objetivo fundamental de asegurar la accesibilidad de las personas físicas, industrias y comercios (comprendiendo conexión y económico). Se plantean nuevas formas de relacionamiento con una sociedad más exigente y proactiva que se desdobra en un trade off por el que promueve restricciones al momento de considerar efectos sociales y ambientales, aversión al desarrollo de instalaciones energéticas en su proximidad, y exige disponibilidad de energía en todo momento y todo lugar a un precio mínimo y calidad máxima.

En medio de discusiones que mezclan intereses sociales, económicos, venta de tecnología, rentabilidades empresariales, hojas de ruta de las políticas energéticas y de los reguladores y la sociedad en general, los planificadores, reguladores y empresas buscan las mejores soluciones que permitan el equilibrio entre sustentabilidad económica, social y ambiental en el medio de una transición energética.

Para que dicha transición llegue a buen puerto requiere del desarrollo de una batería de acciones sobre la forma de considerar externalidades ambientales y sociales, planificar y operar los sistemas, desarrollo de nuevas reglas de los mercados, incentivos y reconocimiento económico de incorporar nuevas tecnologías a

las redes, la regulación de tarifas e introducción justa de la generación distribuida entre otros.

Sobre todos estos temas ustedes encontrarán artículos que se presentan en esta revista. Temas que pueden profundizar en otras actividades de CIER como estudios, cursos de formación, benchmarking, talleres y seminarios, webinarios en los cuales ustedes pueden tener una participación activa tanto al comunicarnos sus necesidades como en el propio diseño y desarrollo, así como hacernos notar y proponer acciones correctivas y de mejora.

Cabe resaltar que en el futuro las organizaciones, en especial las empresariales, no solo se medirán por aspectos financieros sino también por sus indicadores ambientales y sociales tratando de conformar el valor de estima de sus grupos de interés, lo cual cambia los énfasis en la gestión.

Como reflexión final de esta editorial, queremos indicar dos aspectos que nos parecen fundamentales. El primero es que se requiere de una nueva forma de desarrollar las actividades, en particular los negocios, en la que se conjugue de forma equilibrada la competencia con el trabajo colaborativo. De esta forma las organizaciones podrán aprender una de otras para desarrollar políticas de sostenibilidad en forma eficaz y eficiente, elevando el nivel de sustentabilidad y resiliencia de las mismas en su conjunto. Si tanto se habla de responsabilidad social por parte de las organizaciones, la primera responsabilidad es con la mejora global del sector. Esta responsabilidad deber estar reflejada en los valores, objetivos y en los planes de las organizaciones. Que mejor que instituciones como la CIER para mejorar la calidad de los servicios a nivel regional como forma de inserción de ésta en el mundo.

En segundo término, se requiere reciclar y desarrollar el conocimiento y las competencias de nuestros

colaboradores, tanto de las organizaciones partner y en especial de las personas que trabajan en el sector. Mucho se habla de la cuarta revolución industrial y de su impacto en el empleo. Tenemos una obligación ética para con ellas y con la viabilidad de los sistemas de organización social. Nuestros colaboradores deben ser preparados para absorber los cambios de forma que tengan capacidad de construir su futuro insertándose en los nuevos escenarios.

En ambos aspectos consideramos que la CIER puede colaborar con sus asociados o cualquier otra organización con la cual tenga intereses comunes en materia de sostenibilidad.

Espero que disfruten la revista y agradezco la generosidad de los autores de los trabajos por compartir con la comunidad CIER sus experiencias.

Estimados compañeros de viaje en el sector de la energía,

En mi último editorial como Director Ejecutivo de la CIER quiero agradecer a todas aquellas personas que colaboran con la CIER.

La misma es una utopía que lleva más de 50 años de camino con enorme valor agregado para las empresas y personas que vivieron sus principios y sus actividades. Muchas veces podemos caer en pesimismo, pero hay que ser realista en cuanto a que el objetivo que se ha fijado es con una vara muy alta y que debemos disfrutar de los logros no menos importantes que vamos alcanzando en el proceso.

No me canso de repetir la importancia que tuvo la CIER en 25 años de trabajo en una empresa eléctrica para la misma y para mí. Tal vez debamos aprender de la gallina, que cacarea cada vez que pone un huevo, para poder difundir los enormes beneficios que trae para todos formar parte de esta comunidad y de esa forma motivarlos a participar.

A veces, ante la pregunta ¿Qué me da la CIER?, que podría calificarse de pensamiento más mercantil que estratégico, me pregunto cuánto valió una idea que surgió en una actividad o un contacto que me abrió una puerta al conocimiento, un negocio o que me acerco a partner para hacer una sinergia.

Ni que hablar de la cantidad de temas y de los profesionales que me complementaron en el conocimiento del Sector y de sus personas durante mi pasaje, casual, por Dirección Ejecutiva.

Finalmente los invito a seguir participando activamente. No hay dinero, ni tiempo mejor invertido y no hay mejores relaciones que las que se tejen en las actividades de CIER.

Gracias a todos nos estamos encontrando en algún lugar y con algún tema de por medio, hablando de aspectos que atañen a la energía importantes y apasionantes para todos quienes estamos en ellos.

NOTICIAS INSTITUCIONALES

- 8** Summit: Asamblea de Asociados CIER 2017
- 11** Nuevas autoridades de la CIER
- 13** Entrega de Premios CIER a la Calidad y Satisfacción de Clientes 2017
- 15** Entrega de premios a los ganadores de las Sesiones Técnicas en el V Congreso CIER
- 20** Toma de mando del nuevo Director Ejecutivo de CIER

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

Área 1 - ÁREAS CORPORATIVAS

- 21** Programa de formación de linieros
Mario Aristizábal Moreno, Carolina Hernández Céspedes – Corporación Tenerfuturo – Colombia
- 33** Programa de substituição de refrigeradores: um pequeno sopro para a eficiência energética brasileira
Amauri Ricardo Da Silva, Pedro Henrique Melo Costa, José Otávio Simões, Mauricio Milhomem Gonçalves – 3E Engenharia Em Eficiência Energética Ltda – Brasil

Área 2 - REGULACIÓN

- 43** Reglamentación para la determinación de potencia firme y cargabilidad de líneas para Windpower
Oscar Ferreño – Ventus Energía – Uruguay
- 49** A regulação e a evolução tecnológica no setor elétrico brasileiro a partir dos anos 2000
Solange David, Marco Antonio Saidel – CCEE – Brasil

Enero 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. Tulio Machado (Brasil)

Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:

Blvr Artigas 1040 Montevideo, Uruguay

Tel: (+598) 27090611* / Fax: (+598) 27083193

Correo Electrónico: secier@cier.org

Consejo Editor:

Claudio Bulacio, Juan José Carrasco, Jessica Kaufman, Marisol Arias, Dimas Carranza y Alberto Pérez Morón.

ARTÍCULOS TÉCNICOS - Integración Energética

Área 3 - DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA (REDES)

62 Aproximación al concepto de NetZero y su ejecución en proyectos de generación distribuida residencial y/o comercial

Santiago Enrique Carrillo Rincón – USAENE LLC – Colombia

72 Digitalización de subestaciones MT/MT

Alejandro Bevc, Gonzalo López, Alejandro Silva – UTE – Uruguay

Área 4 – GENERACIÓN

82 Eficiencia energética: alternativa de transformación para una empresa de generación de energía con un enfoque de sostenibilidad, competitividad, productividad y de responsabilidad por el medio ambiente. Caso de estudio central hidroeléctrica San Carlos - Colombia

Carlos Alberto Serna – ISAGEN, S.A. E.S.P – Colombia

97 Detector de defectos multitecnológico

Ing. Marcelo Vicente Toapanta Defaz – CELEC Matriz – Ecuador

Foto de portada: Gentileza de la empresa EGE Haina donde se aprecian los aerogeneradores del Parque Eólico Los Cocos en el valle de Juancho, y del Parque Eólico Larimar en las montañas de Enriquillo.

Web: www.cier.org

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



Summit: Asamblea de Asociados CIER 2017

En el marco del V Congreso CIER en la Ciudad de Medellín se desarrolló el Primer **SUMMIT** llamado el “Futuro de las Empresas y las Empresas de Futuro y CIER acompañándolas en este nuevo reto”, con motivo de realizar la Asamblea de Asociados de la CIER. Fueron invitados a participar todos los asociados de la CIER y se contó con la colaboración PWC de Colombia.



Asamblea de Asociados CIER 2017, realizada el pasado 29 de noviembre en Medellín, Colombia.

La Asamblea Asociados de la CIER es un órgano de participación directa contenida en el nuevo modelo de gobernanza de la CIER aprobado en mayo del 2016.

Es un espacio de participación, no vinculante, de todos los Asociados de CIER por derecho propio, en el cual la dirección y administración de la organización dan cuentas a sus Asociados sobre los resultados de la ges-

tión y el cumplimiento de los objetivos institucionales. Es asimismo uno de los medios para lograr una comunicación de primera mano en el cual se trasmita por la Dirección la situación de la organización y sus planes.

En contrapartida, existe una escucha activa que permite una realimentación mutua. Los Asociados plantearon necesidades, observaciones y propuestas de

acciones correctivas o de mejora que permiten a la organización desarrollar con éxito un proceso de mejora continua que satisfaga las necesidades de los mismos ajustando las actividades, productos y servicios que la organización desarrolla a nivel internacional.

Sus roles y responsabilidades son: proponer lineamientos estratégicos generales de largo plazo y filosofía de trabajo de CIER y evaluar y observar el desempeño de CIER a la luz de la revisión de resultados de la gestión. En tanto, se proponen acciones correctivas, preventivas y de mejora, así como colaborar y apoyar la priorización de las plataformas de acción.

Es esta ocasión las actividades incluyeron:

- Una convocatoria a todos los asociados a través de los Comités Nacionales y Regional, así como en forma directa a través de mails a todos los Asociados.
- El envío de información sobre los planes de trabajo y la situación financiera de la CIER, así como

las normas normativas derivadas del modelo de gobernanza.

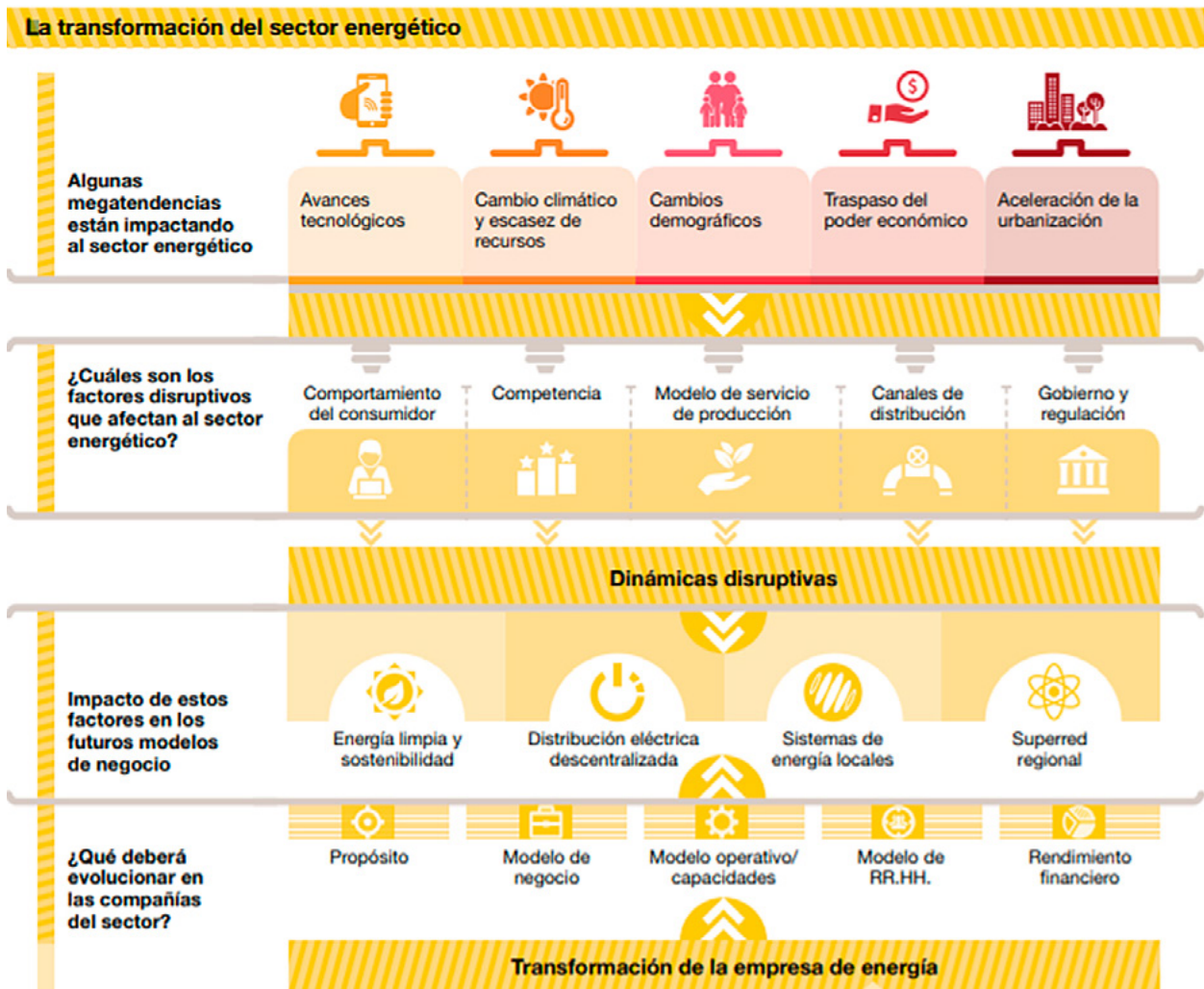
Se contó con la presencia de la Mesa Directiva de la CIER, delegados de los Comités Nacionales y Regional, así como una importante presencia de altos ejecutivos de las empresas asociadas.

Ya durante el mismo evento, el Presidente Ing. Víctor Romero dirigió unas palabras en cuanto a lo realizado durante la etapa de su presidencia en colaboración con toda la Mesa Directiva (Ing. Jaime Astudillo, Ing. Alejandro Sruoga, Ing. César Ramírez e Ing. Luis Pacheco Morgan). Posteriormente el Director Ejecutivo de CIER, Ing. Juan Carrasco, presentó los productos y servicios de CIER para luego abrir un espacio para intercambio de opiniones entre los participantes.

En una segunda parte se desarrolló un debate en cuanto a los escenarios futuros sobre la encuesta de PWC **“La transformación de los modelos de negocio en el sector eléctrico XIV Encuesta Mundial del Sector Eléctrico y de Energía”**.



Asamblea de Asociados CIER 2017, realizada el pasado 29 de noviembre en Medellín, Colombia.



- La transformación del sector no tiene vuelta atrás: el 97% de los encuestados esperan que para el 2020 haya habido un grado de cambio medio-alto.
 - Más del 50% del sector se habrá transformado en 2030, según el 60% de los encuestados participantes en la encuesta.
 - Aumentará el número de competidores, procedentes tanto de dentro como de fuera del sector energético (especialmente tecnológicas y del sector de IT y telecomunicaciones).
 - Los principales riesgos identificados por los encuestados hasta 2020 son el cambiante marco regulatorio y la dificultad para la atracción de inversión.
 - La convergencia de los avances tecnológicos, las nuevas medidas regulatorias, el crecimiento de la generación eléctrica descentralizada, nuevas formas de competir o los cambios en el comportamiento del cliente, son los principales impulsores de la transformación de los mercados energéticos.
 - Áreas que han tenido poco peso para el sector energético cobrarán importancia en los próximos años. En especial, incrementará de manera exponencial todo aquello relacionado con el desarrollo de infraestructuras de smart cities, smart homes y smart communities.
- Finalmente, con la moderación de Juan Fernando Ramírez y Juan Carrasco se mantuvo un diálogo con los participantes en cuanto a cómo la CIER a través de las actividades podía colaborar para que las organizaciones y sus colaboradores pudieran afrontar mejor los desafíos futuros que implican la transición energética ante mencionada. En esta instancia y como conclusión, surgieron como temas de suma importancia la gestión del conocimiento regional y la capacidad de generar sinergias entre los distintos actores.

Nuevas autoridades de la CIER

El Comité Central de la CIER acordó en Medellín designar por unanimidad al Ing. Alejandro Sruoga, Secretario de Energía Eléctrica de Argentina, como Presidente de la entidad y fue elegido como nuevo Director Ejecutivo el Ing. Tulio Machado.



Las nuevas autoridades de la CIER. De izquierda a derecha: Cesar Ramírez, Luis Pacheco Morgan, Alejandro Sruoga, Alberto Pérez Morón y Carlos Pombo.

El Secretario de Energía Eléctrica de la Nación y Presidente del Comité Argentino de la CIER, Ing. Alejandro Sruoga, fue designado por unanimidad Presidente de la Comisión de Integración Energética Regional en la 53° Reunión del Comité Central que se

desarrolló durante el V Congreso CIER de la Energía en Medellín, Colombia.

Luego de 15 años un argentino vuelve a ocupar el cargo más importante dentro del Gobierno de la CIER.

Esto supone un reconocimiento a nivel regional del compromiso del país, como de todos los miembros, con la promoción de la integración del Sector Energético Regional.

Hasta el momento, el Ing. Sruoga ocupaba la Vicepresidencia de Promoción de la Integración y Relaciones Institucionales de CIER. En su nuevo cargo, presidirá la entidad hasta 2019. A su vez, continúa como Presidente del CACIER.

Lo acompañarán:

Vicepresidente de Promoción de la Integración y Relaciones Institucionales:

Cr. Carlos Pombo (Uruguay)

Vicepresidente de Desarrollo Institucional y Sostenibilidad Financiera:

Ing. Luis Pacheco Morgan (Costa Rica)

Vicepresidente en Gestión de Portafolio y Segmentos de Mercado:

Ing. Alberto Pérez Morón (Perú)

Vicepresidente de Gestión del Conocimiento:

Ing. César Ramírez (Colombia)

Y fue elegido como nuevo Director Ejecutivo de CIER el **Ing. Tulio Machado** (Brasil).

La 53° Asamblea General Ordinaria se realizó en el marco del V Congreso CIER de la Energía que tuvo lugar entre el 28 de noviembre y el 1° de diciembre en el Centro de Convenciones Plaza Mayor en Medellín, Colombia, bajo el tema “Energía Sostenible para todos en el entorno de una Sociedad Inteligente”.

Fuente: CACIER



53° Reunión del Comité Central, realizada entre el 28 de noviembre y el 1° de diciembre en el Centro de Convenciones Plaza Mayor en Medellín, Colombia

Entrega de Premios CIER a la Calidad y Satisfacción de Clientes 2017

En el marco de la 52ª edición de la RAE (Reunión de Altos Ejecutivos) se entregaron los Premios CIER de Calidad – Satisfacción de Clientes 2017.



Ganadores de los PREMIOS CIER.

Este evento tuvo lugar en el marco del V Congreso CIER de la Energía que se desarrolló entre el 28 de noviembre y el 1º de diciembre en Medellín, Colombia. El evento estuvo enmarcado en la “II Semana de la Energía Latinoamérica y el Caribe” que se llevó a cabo en compañía con la Feria Internacional del Sector Eléctrico (FISE) y el International Centre for Hydropower (ICH).

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

tenecientes a los grupos 1 y 2, que obtuvieron los tres más altos valores para el Índice de Satisfacción del Cliente con la Calidad Percibida (ISCAL) en la Encuesta Regional CIER de Satisfacción de Clientes 2017 – ERSC 2017.

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

Vencedores

GRUPO 1 – EMPRESAS CON MÁS DE 500.000 CONSUMIDORES:

Categoría ORO: COPEL - COPEL Distribuição S.A. - Brasil

Categoría PLATA*: CELESC - Celesc Distribuição S.A. - Brasil

Categoría PLATA*: EPM - Empresas Públicas de Medellín E.S.P. - Colombia

*Empate técnico, conforme a los criterios establecidos.

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

EDENORTE - Edenorte Dominicana S.A. - República Dominicana

Mención Especial - Mayor Evaluación en los atributos de Responsabilidad Social:

CELESC - Celesc Distribuição S.A. - Brasil

GRUPO 2 – EMPRESAS CON HASTA 500.000 CONSUMIDORES:

Categoría ORO: EDEQ - Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. - Colombia

Categoría PLATA*: CENTROSUR - Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. - Ecuador

Categoría PLATA*: EERSSA - Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. - Ecuador

*Empate técnico, conforme a los criterios establecidos.

Mención Especial - Mayor Evaluación en los atributos de Responsabilidad Social:

EDEQ - Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. - Colombia

Felicitaciones a las empresas vencedoras por los premios obtenidos.

FUENTE: CIER

Entrega de premios a los ganadores de las Sesiones Técnicas en el V Congreso CIER

El pasado martes 28 y miércoles 29 de noviembre se llevaron a cabo, en el Hotel Intercontinental de la ciudad de Medellín, las Sesiones Técnicas.

Esta fue la actividad inicial del V Congreso CIER de la Energía 2017, reservada para compartir el conocimiento y avance investigativo con respecto a las áreas de generación, transmisión, distribución, comercialización, operación de mercados y asuntos corporativos.



Ganadores de las Sesiones Técnicas.

En total se presentaron en 7 salas simultáneamente 154 trabajos, provenientes de 16 países de América Latina y pertenecientes a 114 empresas del sector energético, a quienes agradecemos enormemente su

asistencia y compromiso. A continuación, compartimos el listado de los ganadores en cada una de las áreas, acompañados del segundo mejor lugar.

Ganadores de las sesiones técnicas – V Congreso CIER 2017

Área 1 - ÁREAS CORPORATIVAS:

Mejor trabajo: Programa formación de linieros

Autores: Mario Aristizábal Moreno, Carolina Hernández Céspedes

Entidad: Corporación Tenerfuturo - Colombia

Mención especial como segundo mejor trabajo: Programa de Substituição de Refrigeradores: Um pequeno sopro para a Eficência Energética Brasileira.

Autores: Amauri Ricardo da Silva, Pedro Henrique Melo Costa, José Otávio esSimões

Entidad: 3E ENGENHARIA EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA LTDA - Brasil

Área 2 - REGULACIÓN:

Mejor trabajo: Reglamentación para la determinación de Potencia firme y cargabilidad de líneas para Windpower

Autor: Oscar Gerardo Ferreño

Entidad: Ventus Energía - Uruguay

Mención especial como segundo mejor trabajo: A Regulação e a Evolução Tecnológica no Setor Elétrico Brasileiro a partir dos Anos 2000

Autores: Solange David, Marco Antonio Saldel

Entidades: Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica, Universidad de Sao Paulo - Brasil

Área 3 - DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA (REDES):

Mejor trabajo: Aproximación al Concepto de NetZero y su ejecución en proyectos de generación distribuida residencial y/o comercial.

Autores: Santiago Enrique Carrillo, Jairo Ramírez

Entidad: USAENE LLC - Colombia

Mención especial como segundo mejor trabajo: Digitalización de Subestaciones MT/MT

Autores: Alejandro Gabriel Silva, Alejandro Bevc, Gonzalo López Olivieri, Gustavo Fernández Sosa

Entidad: UTE - Uruguay

Área 4 – GENERACIÓN:

Mejor trabajo: Eficiencia energética: alternativa de transformación para una empresa

de generación de energía con un enfoque de sostenibilidad, competitividad, productividad y de responsabilidad por el medio ambiente, caso de estudio central hidroeléctrica San Carlos - Colombia

Autor: Carlos Alberto Serna

Entidad: ISAGEN SA ESP - Colombia

Mención especial como segundo mejor trabajo: Detector de defectos multitecnológico

Autor: Marcelo Vicente Toapanta Defaz

Entidad: CELEC Matriz – Ecuador



Sesiones Técnicas.

Área 5 – OPERACIÓN Y MERCADOS:

Mejor trabajo: Definición de la Funcionalidad de la Infraestructura de Medición Inteligente para Colombia

Autores: Javier Rosero García, William Montaña Salamanca, Renato Humberto Céspedes, Juan Felipe Reyes

Entidades: Universidad Nacional de Colombia Sede Bogotá, R Consulting Group - Colombia

Mención especial como segundo mejor trabajo:

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

Autores: Ana Catalina Acosta Zapata, Jaime Alejandro Zapata

Entidad: XM - Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P - Colombia

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

Autor: Marcelo Cassin

Entidad: EPESF - Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe - Argentina

3. Aproximación inicial al monitoreo angular: coherencia entre el estimador de estados y la medición sincrofásorial

Autores: Jorge Enrique Gómez Castro, Brayan Arboleda Tabares

Entidades: XM - Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P, CIDET - Colombia

Área 6 – DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA (COMERCIAL):

Mejor trabajo: 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

Autores: Mateus Rodrigues, Adenilton dos Santos Costa

Entidad: COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Brasil

Mención especial como segundo mejor trabajo: 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

Autor: Thierry Stroobants Valda

Entidad: CRE R.L. - Cooperativa Rural de Electrificación R.L - Bolivia

Área 7 – DESARROLLO SOSTENIBLE:

Mejor trabajo: Ecosistema sostenible de desarrollo de proveedores (ESDP). Caso sector eléctrico colombiano

Autores: Jaime Alberto Ospina, Alberto Molina, Gustavo Adolfo Arias

Entidades: ISAGEN SA ESP, INTERCOLOMBIA, EPM - Empresas Públicas de Medellín E.S.P. - Colombia

Mención especial como segundo mejor trabajo: Innovación en proyectos de transmisión con criterios de sostenibilidad

Autores: Diego Tauta, Alexandre Sanchez, Santiago Agudelo, Luis Alejandro Olarte, Santiago Bustamante, Daniela Rendón

Entidades: EPM - Empresas Públicas de Medellín E.S.P. - Colombia, IUPB - Institución Universitaria Pacual Bravo - Colombia

Área 8 – TRANSMISIÓN:

Mejor trabajo: Análisis de eficiencia en costos operacionales de empresas de transmisión

Autores: Guillermo León López, Andrés Villegas Ramelli

Entidad: ISA - Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - Colombia

Mención especial como segundo mejor trabajo:

1. 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

Autores: Andres Felipe Castaño, Juan Esteban Hoyos, Juan Felipe Botero

Entidades: KINNESIS SOLUTIONS S.A.S, Universidad de Antioquia - Colombia

2. Metodología de sintonización del POD de SVC y aplicación en caso colombiano

Autores: Camilo Andrés Ordóñez Medina, Jaime Alfonso Orjuela

Entidad: EEB - Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P - Colombia

3. Gestión de Activos: Lecciones aprendidas en 3 años de implementación

Autores: Esteban Jaramillo, Cristian Remolina

Entidad:INTERCOLOMBIA - Colombia

Nos complace compartir con todos nuestros lectores, estos trabajos técnicos premiados.

Encontrarán a continuación, tanto el mejor trabajo, como los segundos mejores trabajos sobre las Áreas: Corporativa, Regulación, Distribución de Energía (Redes) y Generación. En nuestra próxima edición que publicaremos en el mes de marzo, les entregaremos las elaboraciones sobre las Áreas restantes:

Operación y Mercados, Distribución de Energía (Comercial), Desarrollo Sostenible y Transmisión.

Esperamos que los disfruten tanto como nosotros y felicitamos a los autores ganadores, así como a todos los técnicos que presentaron sus trabajos.

FUENTE: COCIER

Toma de mando del nuevo Director Ejecutivo de CIER



Presentación del nuevo Director Ejecutivo de la organización Tulio Machado Alves, realizada el pasado 31 de enero en la Secretaría Ejecutiva de la CIER.

El pasado 31 de enero se desarrolló en la Secretaría Ejecutiva de la CIER una reunión de trabajo en la que se presentó al nuevo Director Ejecutivo de la organización, Tulio Machado Alves, quien fue electo en la última reunión de Comité Central en Medellín, en diciembre pasado.

A su vez, también se presentó al equipo de la Secretaría, así como se le agradeció a Juan José Carrasco

-Director Ejecutivo saliente- todo el esfuerzo y trabajo realizado durante sus 6 años de gestión.

La reunión contó con la presencia del Secretario Adjunto de la CIER, Claudio Bulacio.

Posteriormente se realizó el acto de toma de mando del Director Ejecutivo.

Programa de formación de linieros

Mejor Trabajo

Área 1 - ÁREAS CORPORATIVAS

Autores

Mario Aristizábal Moreno

Carolina Hernández Céspedes

Empresa

Corporación Tenerfuturo

Ubicación: Colombia

Dirección: Carrera 51 A N°12B Sur- 41

Teléfono: (574) 2558773

www.tenerfuturo.org.co

E-Mail: contacto@tenerfuturo.org.co

dades laborales y profesionales, con formación y competencias específicas referidas al montaje y mantenimiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica.

Esta necesidad de mano de obra calificada fue identificada por Empresas Inversionistas y Constructoras que, a través de un estudio comparativo de proyectos venideros y mano de obra disponible en Colombia, vieron la necesidad de implementar un programa de formación y capacitación de nuevos linieros.

El propósito de este programa de formación es disponer de linieros capacitados y certificados, para atender las necesidades de personal requerido en la construcción de las líneas de Transmisión de Energía eléctrica en Colombia, durante el período 2016 – 2020. Red vital para el desarrollo energético del país.

Este programa de formación contribuye al crecimiento socio-económico a nivel nacional y latinoamericano impactando positivamente la dinámica del sector.

Representa para INTERCOLOMBIA, EPM y sus empresas aliadas, un compromiso de generación de empleo formal y permanente, que no solo contribuye a fortalecer la competitividad del sector eléctrico en las regiones del país, sino que además ayuda a mejorar la calidad de vida de los linieros y sus familias.

Palabras clave—Escuela de Linieros.

Introducción

El programa de formación de linieros se diseñó para dar respuesta a la planeación energética del país, cuyo objetivo es expandir el sistema de interconexión a nivel nacional, en las diferentes regiones geográficas de la nación, incorporando personal técnico con altas cali-

Antecedentes

Plan de Expansión del Sistema Eléctrico Colombiano

La Unidad de Planeación Minero-Energética -UPME, adscrita al Ministerio de Minas y Energía (Colombia), elaboró el “*Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014-2028*”, identificando las necesidades del país en cuanto a nuevas capacidades de generación y recomendó proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional -STN-, con el fin de asegurar el adecuado suministro de energía eléctrica y garantizar la atención de demanda del país en el futuro inmediato y en un horizonte que va hasta el año 2028.

Este Plan de Expansión, muestra un gran crecimiento del sector eléctrico colombiano para el período 2016-2020 y la necesidad de construir más de 5.000 km de líneas de transmisión (115-230-500 kV):

- Sistema de Transmisión Nacional - STN: 2.500 km
- Sistemas de Transmisión Regional - STR: 2.100 km

Proyectos de Construcción y Montaje de Líneas de Alta Tensión

Esquema de Operación: Los nuevos proyectos de líneas de transmisión en Colombia salen a convocatoria pública a través de la UPME, a las cuales se presentan las empresas transportadoras de energía, las más representativas: ISA-INTERCOLOMBIA, EPM y EEB.

Las empresas transmisoras a su vez contratan a las empresas constructoras, para la ejecución y montaje de los proyectos adjudicados. Estas empresas contratistas son las que requieren la mano de obra de “linieros” capacitados y certificados, para llevar a cabo este compromiso con el sector.



Identificación de Necesidades de las Empresas

Desde el Clúster de Energía (Medellín & Antioquia), se constituyó el Grupo Redes, conformado por las empresas ISA-INTERCOLOMBIA, EPM e ISAGEN. Consistente en una red de sinergias que, desde la unión de voluntades y por convicción, trabaja en el apalancamiento del desarrollo con el fin de alcanzar la sostenibilidad empresa-sociedad.

Desde este grupo se presentaron las primeras iniciativas para la realización del Proyecto formación de linieros. Fue así como en septiembre de 2014 se invitaron a las diferentes empresas contratistas de construcción y montaje de líneas de transmisión bajo la premisa del Cluster “Generando sinergias con Proveedores y Contratistas”, con el fin de prepararse para la ejecución del Plan de Expansión del Sector.

Como metodología se conformaron tres (3) mesas de trabajo con el propósito de identificar y generar planes de acción que permitan el cierre de brechas existentes en la industria y mejorar la competitividad del sector:

- **Gestión de Proyectos:** Optimizar tiempos y costos
- **Precontractual:** Pertinencia de los términos de referencia

- **Capacitación:** Desarrollo de competencias técnicas - Programa de formación.

Grupo Redes - Mesa de Capacitación

Objetivo: Implementar acciones enfocadas en el desarrollo de competencias técnicas involucradas en el negocio de transmisión de energía.

Alcance: Capacitación y formación adecuada del recurso humano de acuerdo con las necesidades del sector eléctrico. Además, la estructuración de Centros de capacitación.

Proyecto: Formación de técnicos en construcción y montaje de líneas de transmisión.

Justificación del Proyecto

Desde el Grupo Redes se realizó un inventario de la mano de obra requerida para el Plan de Expansión 2016-2020:

- Se necesitan 840 linieros capacitados y certificados.
- Se identificó un déficit aproximado del 40% de personal técnico capacitado y entrenado para atender los procesos de construcción en Colombia.
- Ese déficit puede conllevar a sobrepagos por la oferta-demanda de la mano de obra. (La mano de obra es el 35% del costo de construcción & montaje).
- Ese déficit puede conllevar a atrasos en los procesos de construcción con el riesgo de las compensaciones económicas del sistema.

- Escases de personal técnico capacitado y entrenado para atender las necesidades.
- Por lo menos el 10% de los técnicos que se dedicaban a la actividad han ido saliendo del mercado.
- El oficio de “liniero” ha carecido de un programa de entrenamiento formal, a través del tiempo su formación ha sido “empírica”. Dado que no existen instituciones certificadas para la capacitación de linieros.
- La perspectiva de crecimiento del sector eléctrico ha ocasionado una mayor demanda de linieros calificados.

Nace un proyecto: “Escuela de linieros”

Objetivo General

Contribuir al desarrollo del Sector mediante el fortalecimiento del Capital Humano ubicado en la base de la pirámide de la cadena productiva del sector.

Objetivo Específico

Disponer de linieros capacitados y certificados suficientes para atender las necesidades de personal requerido para la construcción en Colombia de las líneas de Transmisión de Energía en el periodo 2016 - 2020.

Alcance

- Formar 500 técnicos en “Montaje y Mantenimiento de Líneas de Transmisión”, a diciembre 2017.

- Construir y dotar los campos de entrenamiento necesarios para el programa de formación: Dos (2) campos en el Instituto MIES (La Ceja - Antioquia) con la Universidad Católica de Oriente - UCO.
- **Educación:** Universidad Católica de Oriente - UCO
- **Estado - Sector eléctrico:** ISA - INTERCOLOMBIA y EPM

Comienzo

- Para la ejecución del Proyecto, se tuvo en cuenta el Convenio TENERFUTURO - EPM, quienes realizaron la formación de Linieros de Distribución con el SENA entre 2011 y 2012.
- Desde octubre de 2014 se inició la elaboración del Diseño Curricular del Programa, basado en la metodología de competencias utilizada por el SENA.
- En marzo de 2015, a través de gestión del Cluster, se elaboró un Convenio entre TenerFuturo y la Universidad Católica de Oriente -UCO, quien puso a disposición el Seminario MIES, en el municipio de La Ceja (Antioquia), para ejecutar el programa de formación y montar dos (2) campos de entrenamiento.
- **Empresas Contratistas:** UNIÓN, EDEMSA, EDEMCO, INSTELEC, INMEL, I.A., GTA, INGEOMEGA, FERTECNICA, PAHT, JE JAIMES, SALOMON DURÁN, PROING.
- **Articuladores:** Cluster de Energía Eléctrica (Medellín & Antioquia) y el Centro de Investigación y Desarrollo del Sector Eléctrico -CIDET.

Corporación TenerFuturo

Es una entidad sin ánimo de lucro que trabaja por mejorar la calidad de vida, dignificar y enaltecer la labor realizada por los linieros y en general del personal operativo de las empresas del sector eléctrico. Ha llevado capacitación a más de 8.000 linieros que trabajan en montaje y mantenimiento de redes eléctricas y telecomunicaciones.

Universidad Católica del Oriente -UCO

Es una institución educativa de trayectoria en el Oriente Antioqueño, con experiencia en la implementación de programas de formación. Tiene su sede en el municipio de Rionegro, Antioquia.

Por ser una institución religiosa está enfocada a trabajar con la comunidad y a desarrollar proyectos en beneficio de ella; cuenta con la red de parroquias y emisoras en el Oriente antioqueño (proceso de motivación y vinculación de estudiantes).

Empresas participantes

Teniendo en cuenta el impacto que se quería causar con el desarrollo de este programa, y la magnitud de la inversión necesaria para su ejecución, se conformó una estructura participativa y colaborativa entre diferentes sectores: Educación - Empresas - Estado:

- **Operador del Proyecto:** Corporación TENERFUTURO

Instituto MIES

Es un recinto que le fue entregado a la UCO para utilizarlo en proyectos de “Formación para el Trabajo”, orientados a la población rural. MIES tiene la infraestructura y la capacidad necesaria para la formación, alojamiento y alimentación, con espacios deportivos, biblioteca y capilla. Está ubicado en el municipio de La Ceja, Antioquia.

Metodología

Fase 1:

- Estructuración detallada y Presupuesto del Proyecto
- Estructuración del Proyecto: Inversionistas y Contratistas
- Programa de Formación: Diseño y Desarrollo Curricular
- Formadores y Monitores: Selección y contratación
- Construcción y adecuación Campos de Entrenamientos
- Selección de personal a capacitar

Fase 2:

- Desarrollo de la capacitación
- Alianza con la Universidad Católica del Oriente - UCO

- Construcción Campos de Entrenamiento en el Instituto MIES

Estructuración del proyecto

Se elaboró el diseño curricular y las guías de aprendizaje necesarias para la certificación y desarrollo del Programa. Hoy se cuenta con la autorización de la Secretaría de Educación de Antioquia –SEDUCA, la certificación del Instituto Colombiano de Normas Técnicas – ICONTEC y está registrado en el Sistema de Gestión Virtual de Aprendices -SGVA del SENA.

Formadores

El Programa de Formación requería para su inicio la contratación de Ingenieros Formadores y Monitores (Inspectores y Oficiales de líneas). Personal que se ha seleccionado de profesionales pensionados de ISA-INTERCOLOMBIA (quienes quieren compartir sus experiencias y enseñanzas a las nuevas generaciones) y de algunos oficiales expertos suministrados por empresas contratistas (quienes son la conexión con los jóvenes).

Desarrollo del programa de formación

Titulación: Técnico Laboral por Competencias – Líder Redes de Energía Eléctrica.

El programa se desarrolla en doce (12) meses:

- Etapa Lectiva 1: Capacitación teórico-práctica que se realiza en los campos de entrenamiento

ubicados en MIES. Es una formación intensiva, dado que los estudiantes están alojados en MIES de tiempo completo. Duración: tres (3) meses.

- Etapa Lectiva 2: Continúa su capacitación teórico-práctica a través de una tutoría en las empresas contratistas. Duración: tres (3) meses
- Etapa Práctica: Aplicación dirigida de sus conocimientos con las empresas en la construcción de sus diversos proyectos. Duración: seis (6) meses.

Al finalizar la etapa práctica el estudiante recibe la respectiva Certificación de la UCO que lo acredita como “Técnico-Liniere” y en la mayoría de los casos continúa trabajando ya como “Oficial” en las empresas que le brindaron su apoyo económico.

Requisitos para aspirantes:

- Edad: 18 a 28 años
- Escolaridad: 5° primaria.
- No haber recibido apoyo económico del SENA

Proceso de selección estudiantes:

- Prueba para verificar consumo de sustancias psicoactivas: En TenerFuturo
- Prueba de habilidad física: Campo de entrenamiento de TenerFuturo
- Pruebas Psicotécnicas: Empresa de gestión humana
- Exámenes Médicos orientados a trabajo en alturas: Centro médico especializado en Medellín.

Gestión del conocimiento

¿Qué hace un liniere?

- Son los encargados de construir la infraestructura eléctrica del país cumpliendo con las normas e instructivos técnicos de líneas de transmisión y aplicando los estándares definidos para trabajo en alturas.
- Realiza tareas de alto riesgo controlando los peligros ocupacionales inherentes a su labor.
- Ejecuta actividades en medio de la diversidad geográfica y sociopolítica del país.

Perfil del egresado

El futuro egresado, tendrá las siguientes capacidades técnicas:

- Capacidades mentales y físicas para realizar trabajo seguro en alturas
- Conocimiento de electricidad básica, incluyendo la cadena de energía eléctrica
- Conocimiento de los componentes de las líneas de transmisión.
- Interpretación de planos: montaje, planta perfil, localización general y componentes de la línea.
- Planeación, embalaje y transporte de los materiales.
- Alistar materiales, equipos y herramientas requeridas en construcción de LT's.

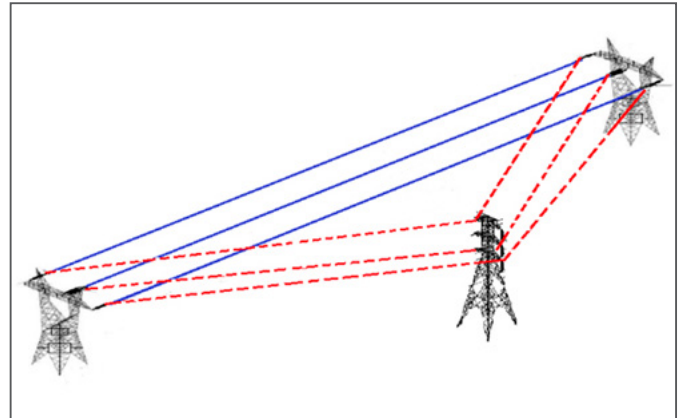
- Operación y mantenimiento de equipos y herramientas para montaje de LT's.
- Prearmado, montaje y desmontaje de estructuras metálicas para LT's.

Campo de Entrenamiento - MIES

En el Instituto MIES se construyeron y se adecuaron con equipos y herramientas dos (2) campos de entrenamiento, para una utilización de 30 estudiantes en cada campo.

Diseño: Dos (2) torres a 500 kV

Prototipo: Una (1) torre a 230 kV



MIES: Campo de entrenamiento

ETAPA APRENDIZAJE		DURACIÓN	SEDE	 360 aprendices han pasado por la Escuela. 101 graduados, en vida productiva: Grupo 01:20 Grupo 02:20 Grupo 03:19 Grupo 05-06: 17
Lectiva: Grupo 12:31 Grupo 11:28		3 meses 0,5 smmlv	 Instituto MIES	
Tutoría: Grupo 10:30 Grupo 09:28		3 meses 0,5 smmlv	CONTRATISTAS UNIÓN ELÉCTRICA INGEOMEGA INMEL INSTELE C EDEMISA EDEMCO INGENIEROS ASOCIADOS	
Práctica: Grupo 08:30 Grupo 07:23 Grupo 06:19 Grupo 05:14		6 meses 1,0 smmlv		

Avance del programa – Julio 2017

- 820 evaluados hasta pruebas Psicotécnicas.
- 390 evaluados en exámenes médicos.
- 360 evaluados en alturas.

Programación de Grupos 2015 – 2018:

Se tienen programadas 18 Convocatorias de 30-35 estudiantes, con una fecha planeada de terminación del programa para el segundo semestre del 2018. A partir de esta fecha se continuará con la formación como una oferta abierta de la UCO-MIES.

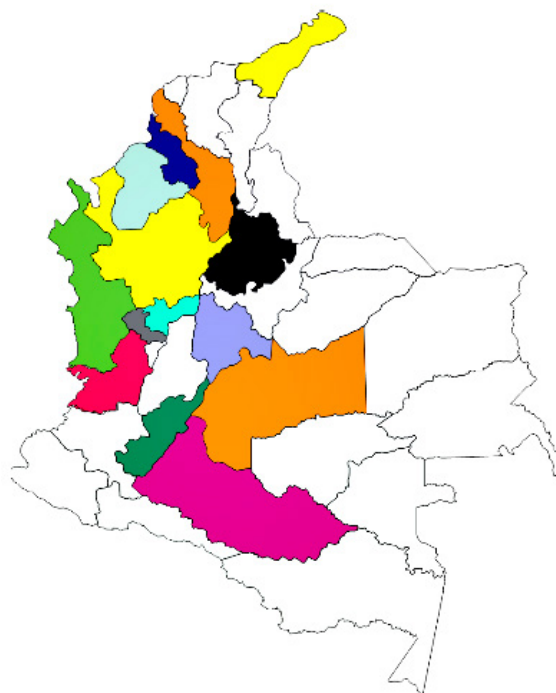
Selección de aspirantes

- 1040 evaluados hasta consumo de sustancias psicoactivas.

Origen de los estudiantes

En proceso de selección aprendices, se han recopilado hojas de vida especialmente de poblaciones cercanas a las zonas de los proyectos de INTERCOLOMBIA y de EPM. Para ello se ha trabajado con las áreas de gestión social y ambiental de las empresas y también se han realizado jornadas de presentación del Programa en diferentes poblaciones dentro de la socialización de los Proyectos.

DEPARTAMENTO	TOTAL
Antioquia	157
Santander	56
Caldas	53
Cordoba	36
Sucre	29
Chco	11
Guajira	5
Bolívar	2
Valle	2
Huila	3
Risaralda	2
Caqueta	2
Cundinamarca	1
Meta	1
TOTAL	360



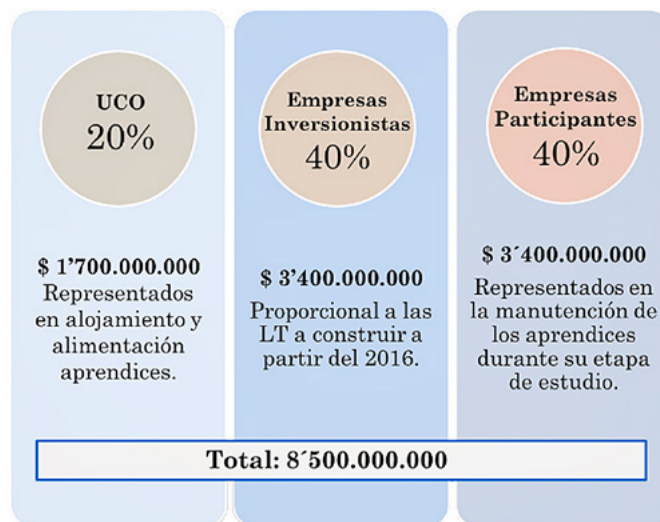
Presupuesto del programa

El presupuesto se elaboró teniendo en cuenta las fases de desarrollo del proyecto, incluyendo el montaje de dos (2) campos de entrenamiento y con el objetivo de disponer de 500 técnicoslinieros capacitados y certificados.

	ACTIVIDAD	VALOR
1.	Estructuración proyecto	718.800.000
2.	Diseño del programa	146.435.000
3.	Proceso de selección formadores	11.100.000
4.	Proceso de selección aprendices	192.444.444
5.	Ejecución de la formación	4.960.705.597
6.	Campos de entrenamient	2.016.792.000
7.	Costo de imprevistos (5%)	402.313.582
	VALOR DE RESUPUESTO TOTAL	8.448.590.623

Aportes Empresas Participantes

Inversión: Presupuesto Total de COP 8.500.000.000, distribuido en la red de colaboradores:



Aportes de la UCO

- Alojamiento y alimentación de los estudiantes.
- Bienestar social y acompañamiento a los estudiantes.
- Pago de formadores: Electricidad básica, ética y humanidades.
- Espacios locativos para construcción de campos de entrenamiento y aulas de clase.

Aportes Empresas inversionistas 50%

Proporcional a las LT a construir a partir del 2016.

1 km 500 kV = 1.4 km 230 kV

1 km 115 kV = 0.6 km 230 kV

- Estructuración del proyecto
- Diseño del programa de formación
- Selección de formadores y aprendices
- Campos de entrenamiento

Aportes Empresas Contratistas 50%

Proporcional a las LT adjudicadas por los Inversionistas.

Se reliquidan aportes cada tres (3) meses:

- Aportes de sostenimiento aprendices.
- Pago de honorarios formadores.
- Dotación y material de apoyo para el desarrollo del programa de formación.

- Cuota de alojamiento y alimentación Estadia en MIES
- Alojamiento: Habitación individual.
- Alimentación: Desayuno, almuerzo, comida.
- Dotación: Pantalón, camisa, botas, guantes, gafas y útiles escolares.
- Se tendrá matrícula como “estudiante” en el Instituto MIES-UCO.
- Afiliación Sistema Seguridad Social, sin costo: EPS.

Conclusiones

Beneficios para el País

- Generación de empleo Formal y permanente.
- Contribución al desarrollo socioeconómico de las zonas donde se realiza.
- Mejoramiento de la competitividad del sector, de las regiones y del país.

Beneficios para los Aprendices



Estudiantes.

- Título académico Técnico Laboral por Competencias – Liniero Redes de Energía Eléctrica.
- Certificación: Trabajo Seguro en Alturas.
- Matrícula Profesional: Posibilidad de obtenerla como “Técnico Profesional” con el CONTE.
- Oportunidad de vincularse con la empresa de construcción de líneas que lo patrocina.
- Oportunidad de un cambio y aseguramiento de calidad de vida para el aprendiz y su familia.
- Los aportes complementarios en dinero se hacen a nombre de la Corporación TENERFUTURO, tendrán beneficio tributario, se les entregará “Certificado de Donación” para que sea reconocida la deducción.
- Al final del programa podrán disponer de mano de obra calificada: “Técnicos en Montaje y Mantenimiento de Líneas de Transmisión”.
- Linieros con formación técnica, que podrán emplear en sus Contratos de construcción y montaje de líneas de transmisión, como lo exigen las Empresas Inversionistas.

Beneficios para el Sector Eléctrico

- Responsabilidad Social Empresarial: Específicamente con las comunidades por donde pasan sus proyectos, dado que estas poblaciones están siendo vinculadas al Programa.
- Disponibilidad de linieros capacitados y certificados
- Confianza en el cumplimiento del Plan de Expansión T&G.
- Seguridad en sus ofertas de Convocatorias de LT's.
- Negocio inclusivo
- Los aportes pueden ser descontados como “aprendices SENA” por las empresas participantes en el Proyecto y/o cruce de pago de la contribución FIC.
- Las empresas contratistas podrán disponer durante nueve (9) meses de una mano de obra capacitada y de bajo costo, por ser “aprendices”.
- En general es mejorar la competitividad de la empresa, por disponer de capacitación y formación adecuada del recurso humano de acuerdo con las necesidades de la industria.

Aspectos Críticos

- Financiación y aportes de las Empresas Aliadas.
- Firma de Convenios con Empresas participantes.
- Montaje y construcción de los Campos de Entrenamiento.
- Disponibilidad de los equipos y herramientas.
- Consecución de los Formadores y Monitores.
- Reclutamiento y preselección estudiantes para minimizar deserción.
- Esquema de retención de técnicos-linieros en empresas participantes.

Futuro de los campos de entrenamiento

- Dar continuidad a la formación de linieros en transmisión que seguirá demandando el mercado y en el reentrenamiento durante su vida laboral.
- Fortalecer la interacción empresa-universidad a través de la formación dual y pertinente al sector eléctrico aprendiendo en el «hacer».



Prácticas de trabajo en altura.

- Fortalecer los vínculos desde la empresa con el sector educativo, pues serán estos campos los que podrán utilizar los ingenieros del futuro para su formación.
- Implementar nuevos programas de formación requeridos en el sector eléctrico, aprovechando la infraestructura instalada.

Referencias

- Cluster de Energía. Estudio del Grupo Redes sobre las necesidades del sector eléctrico colombiano. Abril 2014.
- Cluster de Energía. Grupo Redes - Memorias de reuniones de la Mesa de trabajo de capacitación. 2014-2015.
- Estudios realizados que soportan el programa de formación: Estudio de McKinsey, CONPES 3674.
- Mesa del Sector Eléctrico Colombiano. Normas de competencias para linieros de transmisión.
- La Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME - “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014-2028”.

Programa de substituição de refrigeradores: um pequeno sopro para a eficiência energética brasileira

Mención especial como segundo mejor trabajo

Área 1 - ÁREAS CORPORATIVAS

Autores

Amauri Ricardo Da Silva

Pedro Henrique Melo Costa

José Otávio Simões

Mauricio Milhomem Gonçalves

Empresa

3E Engenharia Em Eficiência Energética Ltda

Ubicación: Sao Paulo, Brasil

Teléfono: +551598176-0002

E-Mail: amauri.ricardo@3eengenharia.com.br

Palabras clave—Programa de Eficiência Energética, Sustentabilidade, Refrigeradores, Brasil.

Resumo

Em 2003, o governo brasileiro lançou o programa Luz para Todos com um desafio: acabar

com a exclusão elétrica no país, causada principalmente por décadas de baixo desenvolvimento nacional da economia. Este programa é bem-sucedido e já atingiu mais de 3,3 milhões de famílias até agora, possibilitando a essas famílias a aquisição de eletrodomésticos tão sonhados, tais como: televisores e geladeiras.

Mas há algumas consequências inesperadas. A maioria dos clientes de baixa renda, com baixo poder aquisitivo, compram aparelhos baratos, velhos e não eficientes eletricamente, que acabam trazendo algo caro e que estes clientes nunca haviam pagado: eletricidade.

Por outro lado, em 2001, o governo brasileiro, através da sua Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), aprovou uma lei exigindo que as concessionárias de energia elétrica investissem um percentual de sua renda operacional líquida em projetos que promovam a eficiência energética. Um desses projetos é o programa de substituição de refrigeradores (PSR) em comunidades de baixa renda. Este tipo de pro-

projeto visa substituir geladeiras em mau estado, proporcionando uma oportunidade para que sejam trocadas por refrigeradores eficientes e os consumidores são instruídos para mudar seu comportamento adotando um uso mais racional da energia elétrica, com o objetivo de reduzir as contas de energia. O PSR promove a redução do consumo de energia. Um impacto positivo sobre a curva do sistema elétrico brasileiro. Através de medições realizadas em mais de 10.000 refrigeradores durante os processos de medição e verificação, para diversas concessionárias de energia em diversos estados brasileiros, constatou-se que o programa permite uma eficiência de aproximadamente 40% em relação ao consumo anterior. Para que haja garantia de que os equipamentos substituídos não sejam reutilizados, eles são reciclados.

Introdução

O Programa de Eficiência Energética PEE 2013 tem como referência, a Resolução Normativa Aneel Nº 556, de 02 de Julho de 2013, que estabelece os critérios para aplicação de recursos em Programas de Eficiência Energética pelas concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, devendo aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,50% (cinquenta centésimos por cento) de sua Receita Operacional Líquida no desenvolvimento de programas para o incremento da eficiência energética no uso final de energia elétrica.

O projeto de troca de refrigeradores, caracterizado como do tipo atendimento a clientes baixa renda, tem o objetivo de atender aos interesses dos consumidores

residenciais de Comunidade de Baixa Renda, de forma a reduzir os fatores de desperdício de energia, além de propiciar meios para utilização eficiente dessa energia e criar hábitos de seu uso racional. Dessa forma o projeto contribui na adequação dos valores das contas de energia à renda desses consumidores. Além disso, os interesses da concessionária são atendidos, por consequência, os do Setor Elétrico Brasileiro, através da redução do consumo de energia elétrica e a demanda no horário de ponta, postergando a aplicação de investimentos necessários à expansão do sistema e ao impacto ambiental.

Descrição Geral

O projeto leva aos clientes de baixo poder aquisitivo os conceitos de combate ao desperdício de energia elétrica e preservação do meio ambiente, buscando o uso eficiente e a segurança no uso da energia elétrica.

Como a 3E Engenharia desenvolve este tipo de projeto em âmbito nacional, foi desenvolvida uma metodologia de trabalho para este tipo de trabalho conforme será descrito no restante do documento.

Para implementação e desenvolvimento desse projeto, as distribuidoras de energia firmam parcerias com empresas com experiência em ações em comunidades de baixo poder aquisitivo, no sentido de viabilizar o projeto em todas suas fases.

A empresa contratada, depois de treinada/orientada pela distribuidora, tem a função de orientar os consumidores quanto ao uso eficiente de energia e identificar clientes de baixo poder aquisitivo, moradores de comunidades populares trabalhadas que desejassem realizar a substituição de suas geladeiras por outra com Selo Procel. Nesse contato, são realizados levanta-

tamentos de posses de equipamentos, identificadas as geladeiras que estão em péssimo estado de conservação e a utilização de lâmpadas incandescentes das residências, visando validar as unidades consumidoras que estão aptas a participar do projeto, diminuindo dúvidas e orientando sobre eficiência energética.

O primeiro contato nas residências tem um caráter instrutivo e de coleta de informações, onde são distribuídos materiais educativos com incentivo à economia da energia, contenção do desperdício, o uso eficiente da energia e segurança. Nesta etapa é realizado também o levantamento de posses de equipamentos, identificadas as geladeiras que estão em péssimo estado de conservação, a utilização de lâmpadas incandescentes.

Etapas

1. Cadastramento



Figura 1. Estrutura para Cadastramento de Clientes.

Inicialmente, o programa realizou a identificação das comunidades mais carentes da área de atuação da CEMAR, identificando os consumidores classificados como Baixa Renda e que possuísem uma geladeira velha. Os clientes dentro deste perfil com-

puseram um grupo de pessoas que estavam aptas a participar do programa.



Figura 2. Aguardo para Cadastramento.



Figura 3. Cadastramento.

2. Escolha dos contemplados

As substituições entre os consumidores selecionados/cadastrados são realizadas através das regras aprovadas pela distribuidora de energia.

As regras aprovadas pela distribuidora de energia e seguidas pelos agentes de campo com o intuito de selecionar os clientes cadastrados têm o seu início no momento da visita do agente de campo para a realização do levantamento dos dados.



Figura 4. Chegada do Agente de Campo para Realização de Visita.



Figura 6. Avaliação do Refrigerador



Figura 5. Entrega de Cartilha Educativa e Orientação quanto ao Uso Eficiente de Energia Elétrica.

Durante essa abordagem uma das tarefas do agente de campo é fazer a avaliação da geladeira do cliente. Os critérios avaliados pelo agente de campo são os seguintes:

- Carcaça;
- Porta;
- Serpentina;
- Compartimentos Internos;
- Borracha;
- Funcionamento.

2.1. Carcaça

Neste critério de avaliação foi avaliada a aparência geral quanto ao estado de conservação da carcaça, incluindo os pés da geladeira. Quando a carcaça do refrigerador está com um aspecto bom, a pintura deverá estar uniformemente conservada (sem apresentar graves amassados ou ferrugem acentuada) e os pés sem empenos ou quebrados. A condição ruim é quando a ferrugem provocou danos irreversíveis na chaparia e os pés foram removidos.



Figura 7. Imagem de Referência de Conservação da Carcaça.

Conforme é detectado o estado da carcaça de cada geladeira é computado um valor de 0 a 3 da seguinte forma:

- 0 – Em bom estado de conservação (sem ferrugem e com pés);
- 1 – Em estado ruim (sem pés ou apresentando pouca ferrugem);

- 2 – Em condição crítica de uso (muito enferrujada e sem pés);
- 3 – Sem condição de uso (carcaça com furos ou comprometida).

2.2. Porta

Neste critério de avaliação foi verificada a abertura, fechamento, nivelamento da porta e pinos das dobradiças. Quando a porta está em boas condições de uso, ela se encontra bem nivelada na horizontal, com pinos de dobradiças em bom estado de conservação. A condição ruim é quando nesta verificação a porta não se encontra nivelada na horizontal, range ao abrir ou ao fechar e pinos e dobradiças enferrujados.



PORTA: Nivelada.



PORTA: Pino e dobradiça em péssimo estado.

Figura 8. Imagem de Referência de Conservação da Porta.

Conforme é detectado o estado da porta de cada geladeira é computado um valor de 0 a 3 da seguinte forma:

- 0 – Em bom estado de conservação (abre e fecha sem problemas);
- 1 – Em estado ruim (range ao abrir ou está des-nivelada);
- 2 – Em condição crítica de uso (não fecha corretamente);
- 3 – Sem condição de uso (não possuem dobradiças ou está apoiada).

2.3. Serpentina

Neste critério de avaliação foi verificado o estado da serpentina. Quando a serpentina está em boas condições de uso, ela não apresenta nenhum amassado visível. Na condição ruim o condensador apresenta manchas esverdeadas o que indica que há vazamento de gás. Também é feita a verificação da existência de soldas, rompimentos e rachaduras.

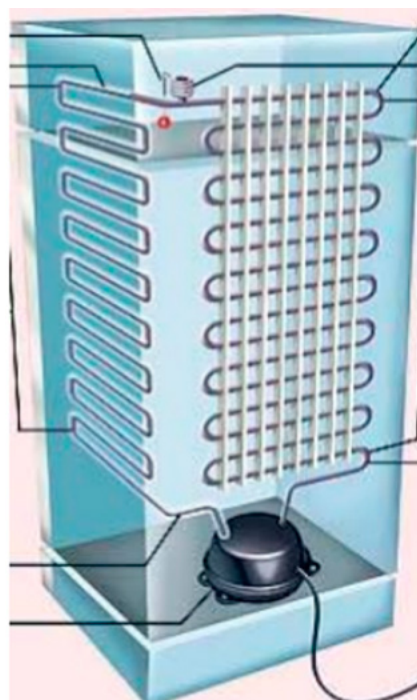


Figura 9. Imagem de Referência das Serpentinhas.

Conforme é detectado o estado da serpentina de cada geladeira é computado um valor de 0 a 3 da seguinte forma:

- 0 – Em bom estado de conservação (não apresenta furos ou soldas);
- 1 – Em estado ruim (enferrujada ou com deformações e amassados);
- 2 – Em condição crítica de uso (presença de áreas com vazamento);
- 3 – Sem condição de uso (evidência de furos na extensão dos tubos).

2.4. Compartimentos Internos

Neste critério de avaliação são avaliados o estado do painel plástico protetor do isolamento térmico, a existência de tampas nos compartimentos (gavetas) superior, inferior e portinhola do congelador, prateleiras e divisórias na porta. Quando a compartimento interno está em boas condições de uso, os itens descritos anteriormente não estão danificados. Na condição ruim os itens que compõe o compartimento interno estão danificados e não existe portinhola no congelador.



Figura 10. Imagem de Referência dos Compartimentos Internos.

Conforme é detectado o estado dos compartimentos internos de cada geladeira é computado um valor de 0 a 3 da seguinte forma:

- 0 – Em bom estado de conservação (bandejas e portas existentes);
- 1 – Em estado ruim (bandejas ou portas danificadas);
- 2 – Em condição crítica de uso (porta do congelador sem abrir direito);
- 3 – Sem condição de uso (não há porta do congelador ou bandejas internas).

2.5. Borracha

Neste critério de avaliação é avaliado o estado da borracha de vedação em toda a sua extensão quanto a conservação e aderência. É aplicado o teste de vedação com o auxílio de uma folha de papel entre a borracha e o corpo da geladeira na faixa de fechamento. Quando a borracha de vedação está em boas condições de uso, ela está em bom estado e exerce uma boa vedação. Na condição ruim a borracha apresenta rasgos, falta de aderência ou o teste de vedação indica que a vedação não é suficiente.



Figura 11. Imagem de Referência da Borracha de Vedação.

Conforme é detectado o estado da borracha de vedação de cada geladeira é computado um valor de 0 a 3 da seguinte forma:

- 0 – Em bom estado de conservação (borracha intacta e imã com força);
- 1 – Em estado ruim (borracha pouco danificada com vedação fraca);
- 2 – Em condição crítica de uso (borracha danificada com vedação comprometida);
- 3 – Sem condição de uso (não há borracha de vedação ou imã).

2.6. Funcionamento

Neste critério de avaliação é avaliado o funcionamento do motor verificando o estado de conservação, se a carcaça está danificada e se há vibração ou ruído anormal durante o seu funcionamento. Internamente é verificado se há acúmulo de gelo na geladeira e se a temperatura interna está condizente com a programação do termostato. Quando o motor está em boas condições, ele não apresenta vibração e nem ruídos anormais durante o seu funcionamento e sem a presença de acúmulo de gelo na geladeira, bem como a temperatura interna está em conformidade com o termostato.

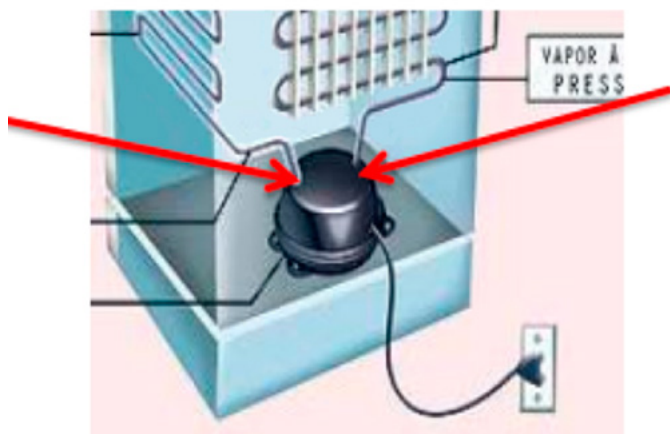


Figura 12. Imagem de Referência do Motor.

Conforme é detectado o estado de funcionamento do motor de cada geladeira é computado um valor de 0 a 3 da seguinte forma:

- 0 – Em bom estado de conservação (motor e temperatura interna não comprometidos);
- 1 – Em estado ruim (motor apenas com ruído ou trepidações, gelo normal);
- 2 – Em condição crítica de uso (não gela corretamente ou motor com problema, liga mais não gela);
- 3 – Sem condição de uso (acúmulo de gelo dentro e fora do congelador).

Após o levantamento destes dados eles são carregados em sistema no qual são computados os valores de cada cliente, sendo possível assim fazer a classificação dos contemplados com a troca da geladeira.

No sistema cada critério de seleção tem um peso diferente conforme tabela a seguir:

Critério de Avaliação	Peso do Critério de Avaliação
Funcionamento	5
Serpentina	4
Borracha	3
Portas	2
Compartimentos Internos	1

Tabela 1. Peso dos Critérios de Avaliação.

Para o cálculo do índice final (nota) de cada cliente é utilizada a seguinte fórmula:

$$IF = \frac{(N_C * P_C) + (N_P * P_P) + (N_S * P_S) + (N_{CI} * P_{CI}) + (N_B * P_B) + (N_F * P_F)}{P_C + P_P + P_S + P_{CI} + P_B + P_F} * 100$$

Onde:

IF - Índice Final;

N_C - Nota do Critério de Avaliação Carçaça;

P_C - Peso do Critério de Avaliação Carçaça;

N_P - Nota do Critério de Avaliação Porta;

P_P - Peso do Critério de Avaliação Porta;

N_S - Nota do Critério de Avaliação Serpentina;

P_S - Peso do Critério de Avaliação Serpentina;

N_{CI} - Nota do Critério de Avaliação Compartimento Interno;

P_{CI} - Peso do Critério de Avaliação Compartimento Interno;

N_B - Nota do Critério de Avaliação Borracha;

P_B - Peso do Critério de Avaliação Borracha;

N_F - Nota do Critério de Avaliação Funcionamento;

P_F - Peso do Critério de Avaliação Funcionamento.

Em caso de empate são adotados dois critérios de desempate, conforme tabela a seguir:

Critério de Desempate	Regra
Idade do Participante	O participante mais velho têm prioridade.
Cadastro mais antigo	O participante que tiver realizado o cadastro primeiro.

Tabela 2. Critérios de Desempate do Ranking.

3. Distribuição de refrigeradores, lâmpadas e cartilhas educativas

A distribuição dos refrigeradores acontece durante o período de desenvolvimento do projeto após a seleção das unidades consumidoras que tinham equipamentos a serem substituídos.

As lâmpadas econômicas são doadas à medida que o agente de atendimento identificava a necessidade de substituição das lâmpadas incandescentes e/ou fluorescentes compactas por lâmpadas LED Bulbo com Selo PROCEL/INMETRO, para aqueles clientes beneficiados com a substituição da geladeira. As lâmpadas também são substituídas nos caminhões.

Os materiais informativos e de divulgação do projeto são utilizados em três momentos distintos: no primeiro contato com os clientes, realizado pelo agente de atendimento, nas pesquisas de avaliação de assimilação de conteúdo e na entrega da geladeira. Em cada momento, são distribuídos materiais por localidade. Esses materiais servem de incentivo à participação da comunidade nas atividades desenvolvidas pelo projeto.



Figura 13. Cerimônia de Entrega de Geladeiras.



Figura 14. Cerimônia de Entrega de Geladeiras.



Figura 16. Troca de Lâmpadas.



Figura 15. Entrega de Geladeira.



Figura 17. Troca de Lâmpadas.

O material informativo é importante na medida em que ele pôde ser consultado pela comunidade, mesmo após o contato do agente de atendimento e a entrega do equipamento. Este material tem um papel propagador das informações dentro do domicílio e da própria comunidade, uma vez que várias pessoas poderão ter acesso ao mesmo.



Figura 18. Entrega de Cartilha Educativa.



Figura 19. Entrega de Cartilha Educativa em São João dos Patos /MA.

4. Descarte

Os refrigeradores antigos são recolhidos e passam por um processo de retirada do gás CFC, prensagem e descarte, para que os mesmos não sejam reaproveitados.

O principal impacto causado pelo descarte dos equipamentos substituídos se não tiverem uma eficiente atividade de reciclagem, contribuem para o aquecimento global, por isso a empresa parceira deve possuir um sistema de descarte com capacidade de baixar as emissões de gases de efeito estufa em todo o processo.

Os resultados emitidos decorrentes de todo o processo da manufatura reversa devem cumprir o especificado na norma ANT/NBR 15833.

5. Medição e verificação

A opção de medição e verificação de performance adotada para a medição dos refrigeradores é a opção B do Protocolo Internacional de Medição e Verificação (PIMVP), já para as lâmpadas adota-se a opção A.

As medições são realizadas em ciclos contínuos de 24 (vinte e quatro) horas, com um registro 07 (sete) dias “ex-ante” e 07 (sete) dias “ex-post”. As aquisições e ar-

mazenamento dos dados são realizados em períodos de 15 (quinze) minutos e integralizadas diariamente.

Além do consumo de energia elétrica, com os mesmos períodos, são registradas as temperaturas internas dos refrigeradores. Para as lâmpadas são registradas a potência instantânea e o tempo de uso, para compor o cenário necessário para a realização dos cálculos e simulações de consumo decorrentes das ações de eficiência.

São realizadas medições de tempo de uso em vários cômodos das residências, após a troca das lâmpadas, visando validar a pesquisa de uso inicialmente realizada.

Conclusão

No período de fevereiro de 2008 a junho de 2016 no Brasil foram desenvolvidos 332 projetos desta tipologia, sendo realizada a substituição de 1.072.969 refrigeradores.

Isto representa uma redução de consumo de energia em torno de 1.801,35 GWh/ano e uma redução de Ponta de 677,38MW, com um investimento que gira em torno de R\$ 2.136.000.000,00.

Referências

1. ANEEL Procedimentos do Programa de Eficiência Energética, PROPEE 2012.
2. EVO Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance, PIMVP 2012
3. <http://www.aneel.gov.br/pt/programa-eficiencia-energetica> - Acesso em 08/08/2017

Reglamentación para la determinación de potencia firme y cargabilidad de líneas para Windpower

Mejor trabajo

Área 2 - REGULACIÓN

Autor

Oscar Ferreño

Empresa

Ventus Energía

Ubicación: Montevideo, Uruguay

Dirección: Luis Piera 1921 Oficina 1001

Código Postal: 11200

Teléfono: (+598) 24121200

E-Mail: oferreno@ventusenergia.com

Palabras clave—Eólica, potencia firme, señales de inversión, ampacidad, refrigeración, hidroeléctricas de embalses.

Necesidad de que las reglamentaciones que regulan los mercados tengan en cuenta la nueva realidad que se avizora de la matriz de generación

Debido a la necesidad intrínseca de los sistemas eléctricos que exigen el balance instantáneo entre la generación y la demanda, las reglamentaciones de los mercados eléctricos de los países que más han avanzado en estos, exigen que los contratos de energía se apoyen en forma complementaria con contratos de potencia firme o de confiabilidad.

Hasta ahora los sistemas eléctricos se alimentaban mayoritariamente con generadores gestionables (su nivel de producción depende de la voluntad de un operario) y básicamente se definía la potencia firme que podía dar una central como aquella que podía brindar en cualquier momento ante un requisito del centro de control de despacho.

Según esta definición las centrales eólicas o solares no poseen potencia firme (ya que no son gestionables), sin embargo, se puede demostrar que estas sí

contribuyen a disminuir las necesidades de potencia firme del sistema.

La inserción en gran escala de energía proveniente de centrales no gestionables hace necesario cambiar esta definición.

A su vez, la incorporación en gran escala de ERNC trae una gran exigencia al sistema de transmisión lo que hace que surjan importantes restricciones. Sin embargo, se puede observar que en el caso de la eólica estas restricciones tienen una gran componente que es aparente y esto hace necesario cambiar los criterios de operación de la transmisión.

De no cambiar la definición de potencia firme y los criterios de operación de la transmisión se darán señales equivocadas de inversión que terminarán encareciendo al mercado de generación eléctrica.

Observemos el caso de Uruguay, país que posee un marco regulatorio para el mercado eléctrico similar al de otros países que buscan liberalizar la generación y ponerla en competencia. Recientemente este país ha realizado una incorporación inédita de potencia eólica que alcanza al 40 % de su matriz eléctrica, valor que se sitúa entre los más altos del mundo, esta alta penetración trajo hallazgos como el aporte de potencia firme de las renovables y la posibilidad de sacarle el máximo provecho a las redes de transmisión.

Potencia Firme

Conceptualmente el marco uruguayo es similar al creado en Inglaterra en los años 80 y aplicado hoy en casi todos los países del mundo, particularmente es muy parecido al que se aplicó en los noventa en la Argentina. Seguramente está implantación del marco legal del sistema eléctrico tenía por motivo facilitar la

integración entre los mercados del Mercosur y estableció y fijó las reglas para la creación de un mercado de libre competencia en la generación.

Hasta la implantación de este nuevo marco el servicio eléctrico era un servicio público regulado e integrado verticalmente. En este nuevo marco la generación, el transporte y la comercialización de electricidad dejaron de ser un servicio público, integrado verticalmente, regulado y con tarifas fijadas por el estado. A partir de esto, la generación y la comercialización de la energía son de libre competencia quedando como servicio público el transporte y la distribución.

Los participantes consumidores contratan la energía a los generadores, y pagan un peaje por el transporte y la distribución.

El marco distingue dos consumidores, el libre, que es aquel cuya potencia contratada en el caso de Uruguay debe mayor a 250 kW (medianas industrias o grandes comercios) y el regulado, que debe comprar la energía a un comercializador o distribuidor. Los distribuidores pueden trasladar como tarifa regulada al consumidor cautivo, el promedio anual de todos los contratos celebrados.

El sistema es un sistema de contratos por un tiempo determinado, pero la energía necesaria para abastecer la demanda que no esté contratada se debe comercializar en un mercado marginalista (spot) cuyo precio está determinado por el costo variable de la última máquina despachada.

Este precio spot es también la referencia para la formulación de contratos, el vendedor tratará de contratar su producción algo por encima del spot y el comprador algo por debajo, por lo que los precios de los contratos en promedio deberán ser similares al precio spot proyectado.

Los distribuidores y los usuarios libres pueden elegir con libertad al generador a quién comprar la energía y deberán pagar un peaje por el uso de las líneas de transmisión las cuales son de libre acceso hasta su capacidad de transporte, el transporte o transmisión y la distribución son servicios públicos regulados y por lo tanto los peajes son tarifas públicas reguladas.

El objeto de este cambio de las reglas era buscar la eficiencia, partiendo de la base de que la libre competencia entre generadores permite obtener el mejor precio y disminuye las inversiones en infraestructura por parte del estado.

Dada la característica fundamental de los sistemas eléctricos que consiste en que instante a instante la producción debe ser igual al consumo, en este nuevo marco se mantienen el “despacho de carga”, quien instante a instante va abasteciendo la demanda ordenando (despachando las unidades de generación) en orden de costos crecientes. Los contratos entre generadores y consumidores son contratos bilaterales y luego al finalizar la jornada se hacen las consolidaciones necesarias entre los distintos agentes.

Para evitar que el sistema colapse es decir que instante a instante se pueda abastecer la demanda, los contratos de energía deben respaldarse en contratos de “potencia firme”.

Es decir que los contratos entre proveedores y consumidores deben tener dos vías, una de energía y otra de potencia firme (a veces a ésta se le llama confiabilidad).

Como dijimos anteriormente, en una definición clásica se determina la “potencia firme” de una tecnología como aquella que la tecnología puede dar ante un requerimiento del despacho de carga o centro de control. Esta definición es fácil de comprender para una máquina térmica. En este caso la potencia firme es la

potencia de “placa” multiplicada por la disponibilidad auditada en un período determinado. Según esta definición, la eólica, las centrales hidroeléctricas de paso y las solares no tienen potencia firme.

Para las hidroeléctricas de embalse se suele utilizar una crónica hidrológica con una posibilidad de excedencia elevada, por ejemplo 95 %, y se define potencia firme a la potencia media de la energía despachada en esa crónica seca.

Sin embargo, la razón de exigir potencia firme es como dijimos antes, la de evitar que el sistema pueda colapsar. En sistemas eléctricos con alta participación de tecnologías que no son gestionables y por lo tanto con la definición clásica no tienen potencia firme, los reglamentos pueden dar señales de inversión equivocadas.

En efecto, las tecnologías que no pueden cumplir con el requerimiento de despacho se despachan solas como es el caso de la eólica, la solar y la hidráulica de paso, y al hacerlo desplazan a las tecnologías convencionales, haciendo que estas aumenten su disponibilidad, como, por ejemplo, haciendo durar más el agua de los embalses o disminuyendo las horas de marcha de las térmicas y por lo tanto aumentando su disponibilidad.

Esto lleva a que el sistema se vuelva más confiable, ya que las renovables que no tendrían potencia firme, aumentan la confiabilidad. Este aporte que hacen las renovables no gestionables a disminuir las necesidades de potencia firme debe ser contemplado por las reglamentaciones para no dar señales de inversión equivocadas.

Cuando se aplicó el marco regulatorio en Uruguay la generación estaba compuesta por centrales térmicas clásicas, centrales hidroeléctricas de pasada y centrales hidroeléctricas de embalse, para las térmicas se aplicó la definición clásica, para las hidroeléctricas de paso no se les asignó potencia firme y para las hidroeléct-

tricas de embalse se estableció el siguiente método: 1) se establece un período firme semanal determinado como aquellas 35 horas de la semana donde la demanda es máxima, 2) se calcula la energía despachada en ese periodo firme con un crónica hidrológica con 95 % de probabilidad de ser superada, 3) se establece como potencia firme la potencia media de la energía despachada en el periodo firme. Esta definición determina que la potencia firme de una hidroeléctrica de base depende del sistema donde está integrada.

Al ingresar al sistema uruguayo las ERNC (que no son gestionables) se observó una disminución de la potencia firme de las hidroeléctricas ya que estas eran desplazadas por las ERNC en el período firme. Sin embargo, si se analizaba el conjunto del sistema se observaba que las necesidades de potencia firme del sistema disminuían ya que en crónicas secas el desplazamiento de las hidroeléctricas por parte de las ERNC se traduce en ahorro de agua en los embalses.

En 2005 la matriz eléctrica uruguaya se componía en años hidrológicamente medios de un 70% de energía hidroeléctrica y de 30% de energía térmica, pero la variabilidad de la hidráulica podría abarcar entre un 30 a un 90 % de la matriz, la demanda crecía a un 3% anual y el recurso hidroeléctrico ya había sido explotado en su totalidad. Uruguay no dispone de recursos fósiles.

Cuando se analizó la introducción a gran escala de energía eólica, según los métodos de cálculo de potencia firme tradicionales, se precisaba teóricamente de un respaldo mediante un ciclo combinado de 580 MW alimentado por combustibles fósiles.

Sin embargo, una vez que el sistema ya disponía de 850 MW eólicos operativos, se realizaron nuevos estudios de simulación con la finalidad de determinar la necesidad de incrementar el respaldo térmico. Sorprendentemente, los estudios revelaron que lejos de necesitar incrementos

de respaldo de potencia firme, se podía prescindir de 300 MW térmicos de los previamente previstos, y se concluyó que la energía eólica disminuye las necesidades de respaldo de potencia firme del sistema.

Este efecto se explica porque la eólica desplaza en el mercado a las fuentes tradicionales, entre ellas la hidráulica, con lo que ahorra recursos hidráulicos al sistema y permite que con esa agua ahorrada se responda mejor a las demandas del despacho en los momentos críticos del sistema. Es decir, se aumenta la disponibilidad de la hidroeléctrica despachable. De hecho, hoy Uruguay con casi 1500 MW eólicos operativos ha podido desafectar otros 200 MW térmicos.

Esto demuestra que es necesario cuantificar el aporte a la disminución de las necesidades de potencia firme que las ERNC hacen a los sistemas donde se integran.

Una forma sería establecer para las ERNC un procedimiento similar al utilizado para las hidroeléctricas de embalse, esto da para el caso uruguayo una potencia firme de la eólica del orden del 9 % de la potencia instalada. Pero en este caso este reconocimiento iría en detrimento de la potencia firme reconocida a las hidroeléctricas.

Otra forma sería establecer un nuevo periodo firme consistente en tomar el periodo firme como las horas de mayor demanda neta, considerando ésta como la demanda total menos la generación no gestionable. En este caso el aporte de la eólica a la potencia firme es del orden del 16 % para el sistema uruguayo.

En el caso uruguayo encontramos que la metodología tradicionalmente utilizada para determinar la potencia firme de las instalaciones de tecnologías convencionales (térmica e hidráulica), si bien es idónea para las instalaciones que admiten una gestión de su generación flexible, no lo es en cambio para valorar el atributo que ofre-

cen a los sistemas eléctricos las tecnologías que utilizan ERNC, cuya gestión es por el momento menos flexible. Resulta que las ERNC tienen un aporte de potencia firme evitada al sistema eléctrico, con el consiguiente doble efecto, esto es Incremento de la seguridad del suministro, y reducción del coste de generación del sistema eléctrico.

Estos rasgos se advierten en todos los sistemas eléctricos que disponen de alta penetración de ERNC, siendo muy ilustrativos los de los mercados eléctricos de Dinamarca, Portugal y España en Europa, y, especialmente elocuente el de Uruguay en este continente. En el mercado eléctrico de Uruguay la penetración de ERNC resulta cercana al 40 %.

Un procedimiento de determinación de las potencias firmes de las ERNC adecuado podría ser el denominado “Equivalente térmico”, que consiste en establecer un porcentaje de falla anual máxima admisible para un sistema eléctrico y determinar la potencia térmica que tendría que tener ese sistema si su parque de generación solo se constituyera por máquinas térmicas. (1)

Esa potencia térmica es la potencia firme que necesita el sistema. Luego se van agregando energías renovables en forma individual con un porcentaje de excedencia determinado, por ejemplo, P95. La disminución observada en los requerimientos de potencia firme sería la contribución de esa energía renovable a la potencia firme que precisa el sistema.

Esto se hace para todas las tecnologías renovables en forma individual y luego se repite para el conjunto completo de las tecnologías, la sinergia del conjunto se reparte luego en forma proporcional a los aportes individuales.

Este método se adapta mejor para determinar las necesidades de los sistemas eléctricos que incorporan

ERNC. Los métodos tradicionales obligan a instalar potencia térmica que luego no será necesaria, como se advierte con claridad en el sistema eléctrico español, donde su parque de generación de ciclos combinados apenas ha operado en 2016 al 13% de su factor de carga.

La experiencia de Uruguay, donde la potencia eólica instalada es similar a la hidroeléctrica y donde éstas además poseen embalses de capacidad de regulación de algunas pocas semanas, muestra que los aportes que realiza la eólica para disminuir las necesidades de potencia firme del sistema, son cercanos a la potencia media anual de los parques.

Cargabilidad dinámica de los Sistemas de Transmisión

Los sistemas de transmisión se diseñaron para unir los centros de consumo con las fuentes de generación.

En el caso de las líneas aéreas, la limitante de corriente a transportar es la temperatura del conductor ya que está determina la flecha máxima admisible del vano libre de la línea.

Los criterios de diseño son muy estrictos y se establece el límite de corriente en función de la temperatura máxima admisible por el conductor, definida esta para condiciones de viento nulo y radiación solar máxima.

Esto era lógico ya que hasta ahora las fuentes de generación eran independientes de las condiciones ambientales. Sin embargo, si consideramos vientos de 5 m/s y mantenemos la radiación solar máxima, este límite de temperatura permite duplicar la capacidad de transporte de corriente en la mayoría de los conductores comerciales. Esto se debe al efecto refrigerador que tiene el viento sobre el conductor.

Debemos tener en cuenta que los parques eólicos alcanzan su potencia nominal con vientos de al menos 8 m/s, por lo que las líneas de transporte cercanas al parque tendrán una capacidad dinámica real de más del doble de la nominal.

Esto lleva a la necesidad de operar los sistemas de transmisión con criterios de cargabilidad dinámica. Para ello es necesario el monitoreo continuo de la temperatura de los conductores y adecuar los sistemas de protecciones y sus transformadores de corriente (de medida y de protecciones) de las líneas.

De esta forma se podrá sacar mayor provecho de las instalaciones existentes y evitar inversiones innecesarias.

Referencias

1. Revista 71 CIER, Potencia Firme Eólica. Consideraciones Regulatorias para el caso de Uruguay. Alejandro Perroni, Mario Vignolo, Clerk – Uruguay



Junto al mercado energético Uruguayo Siempre

ABB ha sido pionera en muchas de las innovaciones presentes en las industrias y compañías eléctricas, tales como la corriente continua en alta tensión, los accionamientos de velocidad variable, o los robots industriales. Sus tecnologías se emplean a lo largo de toda la cadena de valor de la energía, desde la extracción de los recursos y su transformación en electricidad, la licuefacción del gas natural, o el refinamiento de los derivados del petróleo, a su uso eficiente en la industria, el transporte y los edificios. ABB ayuda a las industrias y las compañías de servicios públicos a mejorar su eficiencia energética.

Conocé más sobre ABB: www.abb.com.uy
Tel. +598 2400 8844 - Fax. +598 2402 4847 - abb.uruguay@uy.abb.com



A regulação e a evolução tecnológica no setor elétrico brasileiro a partir dos anos 2000

Mención especial como segundo mejor trabajo

Área 2 - REGULACIÓN

Autores

Solange David

Marco Antonio Saidel

Empresa

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CCEE

Ubicación: São Paulo, Brasil

Dirección: Avenida Paulista, 2064 13º andar

Código Postal: 01310-200

Teléfono: +55 11 3175-6600

Fax: +55 11 3175-6039

E-Mail: Solange.david@ccee.org.br

Resumo

O objetivo deste artigo é analisar como a regulação do setor elétrico brasileiro tem se desenvolvido a partir dos anos 2000, considerando a evolução tecnológica e a garantia de suprimento de energia elétrica no mercado, em especial com a inserção de fontes renováveis na matriz elétrica - hidráulica, eólica, solar e biomassa.

Um dos grandes desafios do setor elétrico no Brasil no século XXI é a regulação de temas que são alcançados pela evolução tecnológica que, além de mais fontes renováveis, também deve considerar atividades e mecanismos que ampliam a atuação de outros players, de investidores e da sociedade no setor, como geração distribuída, *smart grid*, *smart metering*, *smart storage*, micro e minigeração, entre outros.

Palabras clave—Setor elétrico brasileiro, Regulação, Energia elétrica, Fontes renováveis, Tecnologia, Evolução. Século XXI.

Neste artigo são analisados os principais mecanismos legais e regulatórios adotados no setor elétrico brasileiro e que são caracterizados como incentivos, os quais ampliaram a evolução tecnológica no país.

Entre os mecanismos estabelecidos se incluem os seguintes:

- a. leilões de energia elétrica e os contratos de fornecimento de longo prazo, relacionado às fontes renováveis de energia - hidráulica, eólica, solar e biomassa;
- b. incentivos e subsídios às fontes renováveis, como descontos no uso da rede;
- c. a estruturação regulatória da geração distribuída;
- d. a estruturação regulatória da mini e microgeração; e
- e. os mecanismos de financiamento para a ampliação da oferta de energia elétrica.

No artigo também são apresentados alguns aspectos da iniciativa do Ministério de Minas e Energia do Brasil, em 2017, de promover a Consulta Pública nº 33, para discutir o modelo do setor elétrico. Há proposta de nova estrutura setorial, incluindo o tratamento para as tecnologias renováveis na matriz, o que deve alterar alguns dos mecanismos e incentivos para essas fontes.

O presente visa contribuir para o conhecimento e a análise da dinâmica da regulação do

setor elétrico brasileiro, numa abordagem que considera a inter-relação entre a regulação e a evolução tecnológica do século XXI, na chamada “economia do futuro”, que exige maior integração e reflexão quanto às demandas da sociedade e mais rapidez nas decisões e na estruturação de soluções legais e regulatórias.

Introdução

No século XXI, vários aprimoramentos foram buscados na geração e na distribuição de energia elétrica, motivados pelas transformações do setor elétrico e pela grande evolução tecnológica, em especial com relação às fontes renováveis. Os aprimoramentos se ampliam e alcançam o aproveitamento de recursos energéticos distribuídos ou serviços distribuídos (uma empresa de distribuição poderá ser *multiservice* – ex.: locação de fio, gestão de consumo, entre outros serviços).

Há uma intensa presença da preocupação ambiental, da tecnologia digital e da produção e oferta de energia - gás, petróleo e energia elétrica, sob diversas fontes - hídrica, térmica (nuclear, combustíveis fósseis, biomassa), eólica, solar, além da introdução de outros mecanismos, como eficiência energética, redes inteligentes - *smart grid* e armazenamento de energia - *energy storage*.

Nesse sentido, um dos grandes desafios da regulação do setor elétrico do século XXI é adaptar seu processo e tratar de temas que tenham direta relação com a evolução tecnológica, com o estímulo ao aumento da produtividade e a ampliação de oportunidades nessa indústria, com a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro e modicidade de tarifas e preços.

Ao longo desses anos houve avanços tecnológicos nas áreas de *smart grid*, geração distribuída, micro e minigeração, armazenamento de energia, medição de energia, veículos elétricos, processamento de dados e telecomunicações, entre outros.

No âmbito regulatório, foi elevada a produção de medidas e regras para tratar do setor elétrico e dos impactos da tecnologia nesse setor. Esse é o contexto de análise deste trabalho – a observação de alguns mecanismos criados para o desenvolvimento do setor elétrico, em especial das fontes renováveis no Brasil, considerando os seguintes aspectos – leilões de energia elétrica, descontos no uso da rede, incentivos fiscais e tributários, projetos prioritários e debêntures incentivadas, financiabilidade e geração distribuída.

Leilões de energia elétrica

As fontes renováveis ampliaram sua participação na matriz elétrica brasileira por intermédio dos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR e dos leilões de energia de reserva, os quais são de grande atratividade aos investidores, em razão das contratações de longo prazo, cujos recebíveis podem ser dados em garantia dos financiamentos para o empreendimento.

Antes dos leilões, foi adotado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, como uma opção de negociação que possibilitou o ingresso de várias fontes na matriz elétrica, como eólica e solar. O Proinfa foi criado em 26 de abril de 2002 (Lei 10.438), e assegurou participação de um maior número de Estados brasileiros no programa, a diversificação da matriz energética nacional, incentivo à indústria nacional e exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia.

O Programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME, estabeleceu a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional - SIN, produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1.100 MW de cada fonte ⁽¹⁾.

Apesar da relevância do Proinfa, foram observadas algumas dificuldades para sua implantação e expansão, como as seguintes:

- a. falta de capacidade financeira de grande parte dos empreendedores, provocando rearranjos societários e alterações de titularidade, principalmente em razão da morosidade e dificuldade na obtenção de financiamento e na contratação do construtor (engenharia) e gestor do projeto de implantação do empreendimento;
- b. necessidade de revisão dos projetos, inclusive com investigações complementares, para possibilitar a contratação de financiamento e do construtor (engenharia);
- c. insuficiência do parque industrial instalado que não expandiu, não podendo atender à demanda do Proinfa, no prazo estipulado, provocando aumento de custos;
- d. novas exigências ambientais (revalidação da licença ambiental de implantação);
- e. dificuldades na negociação de disponibilidade das áreas de implantação das obras;
- f. concentração de projetos em um único empreendedor.

⁽¹⁾ Fonte: Ministério de Minas e Energia – www.mme.gov.br, consultado em 03.05.2017.

Evolução da Contratação nos Leilões de Expansão por Fonte Energética (Progress of trading in Expansion Auctions - per Source)

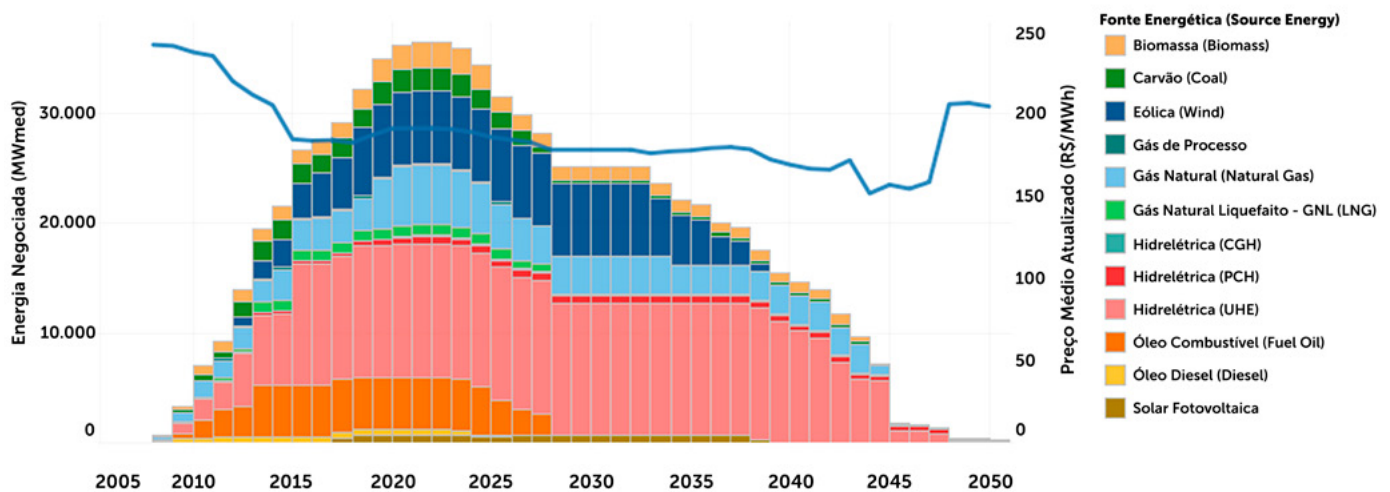


Figura 1. Fontes renováveis nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR. Fonte: CCEE (2017) – Info-Leilão Dinâmico, <http://www.ccee.org.br>, acesso em 12.07.2017.

A partir de 2007, os leilões de energia elétrica no mercado regulado, denominado Ambiente de Contratação Regulada – ACR possibilitaram a definitiva inserção das fontes renováveis no Brasil.

Na **Figura 1** se verifica a ampliação das fontes renováveis nos leilões do ACR desde 2010.

No primeiro leilão de fontes renováveis, em 2007, houve questionamento quanto ao preço teto para participação, considerado impeditivo para determinadas fontes. No caso da energia eólica, o preço teto foi fixado em R\$ 140,00/MWh (quase 40 dólares/MWh). No leilão ocorrido em 2011, causou surpresa o valor final de venda da eólica, inferior a R\$ 100,00/MWh (menos de 30 dólares/MWh), tendo até havido dúvida

sobre a factibilidade de cumprimento do compromisso assumido no leilão, apesar de a redução do valor poder ser justificado, entre outros aspectos, pela inovação tecnológica, barateamento de equipamentos e pela crise econômica na Europa, que teria incentivado os fabricantes a buscar a ampliação de atuação no mercado.

Porém, ao longo do tempo, puderam ser percebidas pelos consumidores as reduções de custos decorrentes da evolução tecnológica. No caso da energia eólica, por exemplo, à época do Proinfa, a energia eólica foi a fonte contratada de maior valor – em 2015, o valor atualizado da energia ficou em R\$ 372/MWh ou U\$ 114/MWh. A fonte eólica, atualmente, representa o segundo valor mais barato, atrás somente da hidrelétrica. Os valores médios constam da **Figura 2**.

Evolução do Preço Médio por Fonte Energética dos Leilões de Expansão (Progress of Average Price per Source)

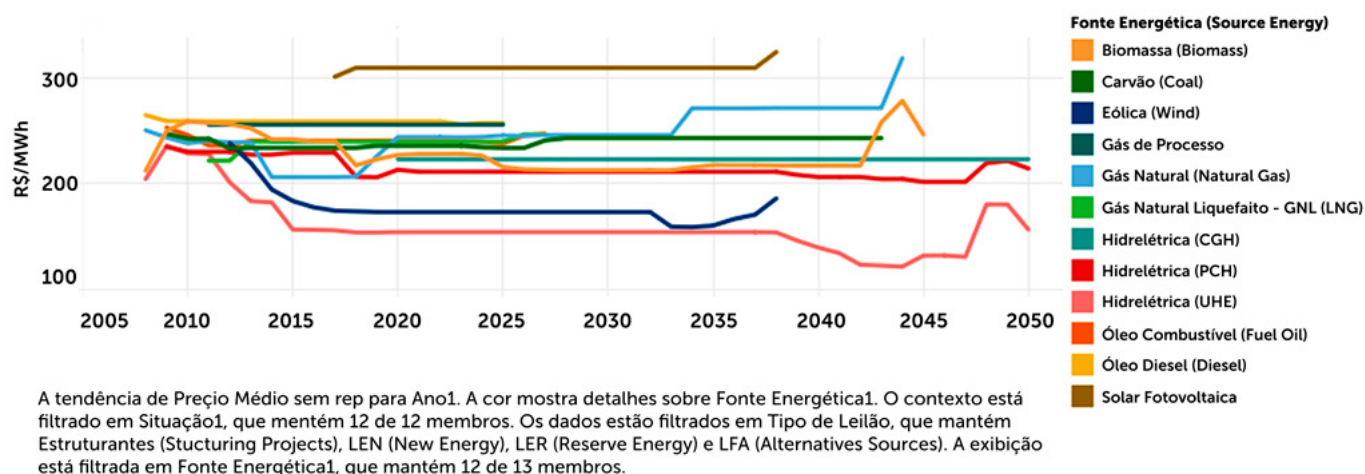


Figura 2. Gráfico preços médios de venda de energia elétrica nos leilões do ACR (R\$/ MWh). Fonte: CCEE (2017) – Info-Leilão Dinâmico, <http://www.ccee.org.br>, acesso em 12.07.2017.

Desconto na tarifa de uso da rede

No Brasil, as fontes renováveis têm como incentivo o desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD e na tarifa de uso do sistema de transmissão – TUST, com o objetivo de ampliação das fontes na matriz elétrica (art. 26 da Lei nº 9.427, de 26.12.1996). O desconto incide na produção e no consumo de energia elétrica oriunda dessas fontes.

A ANEEL estabelece o direito ao desconto na TUSD /TUST, que pode ser de 50 a 100%, o que consta das outorgas de autorização. Têm direito ao desconto as centrais geradoras hidráulicas – CGHs (potência < igual a 1.000 kW), as pequenas centrais hidráulicas – PCHs e os empreendimentos com base em fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada (subsídio injetada no sistema < a 30.000 kW).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE efetua o cálculo do subsídio com base na geração, em todos os contratos de venda e na subsídio física das usinas (módulo de Regras de Comercialização “Cálculo de Descontos TUSD/TUST”).

No que se refere à continuidade de incentivos para subs fontes, foi criado pelo governo federal, em abril de 2012, o Conselho de Competitividade de Energias Renováveis, entre os dezenove conselhos criados no subsid do Plano Brasil Maior ⁽²⁾. Nesse Conselho devem ser debatidos aspectos relativos ao planejamento e políticas públicas sobre as fontes renováveis. Em relação à subsidi solar, por exemplo, discute-se a realização de leilões no mercado regulado para inserção e sustentabilidade da fonte em longo prazo (com as receitas advindas dos contratos regulados), mas também a eventual oneração tarifária decorrente dos custos de uma fonte que subsidi possíveis subsídios.

⁽²⁾ Plano Brasil Maior, Conselhos de Competitividade, www.brasilmaior.mdic.gov.br, acesso em 26.06.2017.

O reidi e incentivos fiscais e tributários

No Brasil, para projetos de infraestrutura, foi criado o REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI (Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007). Pelo REIDI, os geradores de energia elétrica também foram incentivados a desenvolver suas atividades, em razão dos benefícios estabelecidos.

O empreendedor deve se habilitar no REIDI para ser beneficiário, devendo possuir projeto aprovado para implantação de obras de infraestrutura nas áreas de transporte, portos, energia, saneamento ou irrigação. Pelo REIDI, de modo geral, o empreendedor na geração de energia elétrica pode se beneficiar em relação aos seguintes aspectos:

- a. suspensão de exigência de contribuição para os tributos PIS e COFINS (pelo prazo de 5 anos da data da habilitação ao REIDI), no caso de venda ou de importação de: (i) máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, novos, e de materiais de construção para utilização ou incorporação em obras; e (ii) serviços destinados a obras para o ativo imobilizado (aluguel de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, etc.);
- b. opção para desconto de créditos da contribuição para PIS/PASEP e COFINS de edificações, por 24 meses, no caso de edificações incorporadas ao ativo imobilizado, adquiridas ou construídas para produção de bens para venda ou prestação de serviços;
- c. ampliação do prazo de recolhimento de impostos e contribuições, conforme detalhamento constante da Lei que instituiu o REIDI.

Assim, sob o aspecto de uma política econômica que visa ampliar o desenvolvimento da infraestrutura, verifica-se que o gerador de energia elétrica possui incentivo de natureza tributário-fiscal, quanto à isenção de tributos e forma de recolhimento no âmbito do REIDI, o que deve ser considerado na estruturação e desenvolvimento de projetos de geração, incluindo os projetos de fontes renováveis.

Projetos prioritários e “Debêntures Incentivadas”

Em 2011, mais uma iniciativa do governo federal brasileiro estabeleceu incentivos para a implantação de projetos de investimento na área de infraestrutura (Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011). Há um benefício tributário para sociedades de propósito específico, constituídas sob a forma de sociedades por ações, que emitirem debêntures (“debêntures incentivadas”) para captar recursos com vistas a implantar projetos de investimento na área de infraestrutura, ou produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, considerados como prioritários pelo governo federal.

Além da energia, também podem ser prioritários os projetos que visem à implantação, ampliação, manutenção, recuperação, adequação ou modernização de logística e transporte, mobilidade urbana, telecomunicações, radiodifusão, saneamento e irrigação.

O benefício tributário previsto consiste na incidência do imposto de renda exclusivamente na fonte, para os rendimentos auferidos por pessoas físicas ou jurídicas residentes ou domiciliadas no país, conforme alíquotas específicas. Esses rendimentos tributados exclusivamente na fonte poderão ser excluídos na apuração do lucro real.

Os benefícios só poderão ser usufruídos após a publicação de portaria de aprovação editada pelo titular do Ministério setorial responsável. No setor elétrico, entre outros, o projeto da UHE Belo Monte e da UHE Santo Antônio se enquadraram como prioritários.

Com o benefício legal, essas debêntures incentivadas têm chances de serem tão ou mais vantajosas do que aplicações em renda fixa ou títulos da dívida pública. O benefício foi estendido para o caso de emissão de debêntures por parte de concessionárias, permissionárias ou autorizatárias de serviços públicos que já eram sociedade por ações.

Financiamentos de projetos de geração de energia

Quanto aos aspectos financeiros, destaca-se como desafio a questão relativa ao financiamento para a implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica, bem como os ativos que podem ser oferecidos como garantia aos financiadores.

Em países desenvolvidos, os projetos relativos à energia elétrica podem se financiar via mercado bancário ou mercado de capitais, o qual ainda não foi totalmente desenvolvido no Brasil, motivo pelo qual o país estaria mais limitado ao mercado bancário ⁽³⁾.

Em princípio, duas são as formas básicas de financiamento para a implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica: project finance e financiamento corporativo. Com a estruturação do modelo de contratações de longo prazo no setor elétrico, especialmente no ACR (com os milhares de CCEARs), passou-se a adotar sobremaneira os project finance,

com a participação de instituições financeiras no financiamento de empreendimentos de geração, em detrimento do financiamento corporativo (predominância de capital próprio).

O BNDES é o maior financiador de projetos de geração de energia elétrica no Brasil. Em 2012, os setores de indústria e de infraestrutura absorveram, juntos, 65% (R\$ 100 bilhões em termos absolutos) do total de R\$ 156 bilhões desembolsado pelo Banco em 2012 (crescimento de 12% na comparação com o ano anterior). Na infraestrutura, os líderes foram os segmentos de energia elétrica (R\$ 18,9 bilhões) e transporte rodoviário (R\$ 15,5 bilhões) ⁽⁴⁾.

Na geração de energia elétrica, os empreendimentos apoiáveis na linha de crédito mais tradicional, conforme o BNDES, são os relativos a hidrelétricas, termoeletricas (incluindo nuclear) e cogeração a gás ou a óleo.

O apoio do BNDES está condicionado ao atendimento a determinados critérios socioambientais. Somente poderão ser enquadrados pedidos de apoio apresentados por empresas que utilizem processos e equipamentos com padrões de desempenho tecnológico e ambiental eficientes, atestados pelos respectivos fabricantes, conforme critérios e normas do Banco.

Como regra, o BNDES estabelece que sua participação máxima em financiamentos é de 70% para qualquer tipo de geração de energia elétrica, exceto térmicas a carvão ou a óleo, para as quais a participação do Banco é limitada a 50% do valor do investimento. No período de 2003 a 2011, segundo dados do BNDES5, o Banco participou da estrutura de project finance de 244 projetos de energia elétrica no Brasil, considerando a fase pré-operacional e a fase operacional.

⁽³⁾ Revista Brasil Energia nº 385, dezembro 2012, pág. 82.

⁽⁴⁾ BNDES, Relação com Investidores, Desempenho 2012, www.bndes.gov.br, acesso em 12.03.2016.

Entende-se que a participação do BNDES no financiamento de empreendimentos eólicos pode ampliar a sua viabilização no Ambiente de Contratação - ACL e não somente no ACR, no qual o Banco é um dos maiores parceiros. Segundo a ABEEólica, depois das hidrelétricas, a eólica foi a principal fonte apoiada pelo BNDES que, ao longo de 2012, ampliou em 50% o valor dos desembolsos para os projetos desse tipo de fonte, atingindo R\$ 3,37 bilhões contra 2,25 bilhões liberados em 2011 ⁽⁵⁾.

Para o financiamento de eólicas para o ambiente livre de energia elétrica, alguns mecanismos estão sendo discutidos, como o que associa um autoprodutor a um empreendedor eólico em um contrato de arrendamento. Nesse modelo, a viabilidade da operação decorreria da disponibilização da energia para o autoprodutor, que daria como garantia contratos de compra de longo prazo.

Outro mecanismo envolveria a emissão de debêntures do projeto eólico, como parte do investimento, ao lado do financiamento do BNDES. Também se debate o modelo de mix de geração, envolvendo várias fontes de uma mesma holding e vendas no mercado regulado e no mercado livre (ACR e ACL).

O BNDES observa como aspecto básico do financiamento a existência de conteúdo local – índice de nacionalização de equipamentos utilizados. O objetivo é ampliar a fabricação no país de componentes com alto conteúdo tecnológico e uso intensivo de mão-de-obra, sofisticando o parque produtivo nacional e gerando empregos de qualidade.

No caso de geradores eólicos, a partir de 1º de janeiro de 2013, começaram a vigorar novas regras para credenciamento de projetos ⁽⁶⁾. Anteriormente, o BNDES trabalhava com um índice mínimo de nacionalização, de 60%. Com as novas regras, haverá um credenciamento e verificação de conteúdo local de aerogeradores fabricados no país, com fixação de metas físicas e ampliação progressiva da quantidade de componentes nacionais nos equipamentos. Ao aderirem às metas, os fabricantes se comprometem a ampliar de maneira progressiva os componentes locais no processo produtivo.

Além disso, conforme as regras do BNDES e Finame, existem critérios para indicação de subvenção econômica na etapa de estruturação dos planos de suporte conjunto para financiamento de projetos, de âmbito geral. Esses critérios são os seguintes ⁽⁷⁾:

- a. Critério 1 - Grau de inovação e risco tecnológico associado ao projeto. O grau de inovação é o teor de novidade do produto/processo em relação ao mercado, isto é, se é novo para o mercado mundial, se é novo para o mercado nacional ou se é novo só para a própria empresa. O risco tecnológico está associado ao estágio de desenvolvimento da tecnologia; quanto mais próximo estiver o produto de ser colocado no mercado, menor o risco tecnológico. Os projetos com maiores grau são prioritários para recebimento de subvenção.
- b. Critério 2 - Grau de importância/externalidades da tecnologia (ou produto): visa considerar o grau de importância da tecnologia proposta para o setor

⁽⁵⁾ Disponível em www.abeeolica.org.br, Notícias em 24.01.2016, acesso em 26.01.2017.

⁽⁶⁾ Novas regras do BNDES disponíveis em www.bndes.gov.br, Normas / Credenciamento_de_Equipamentos / credenciamento_aerogeradores, acesso em 24.05.2017.

⁽⁷⁾ Critérios disponíveis em www.bndes.gov.br, acesso em 24.05.2017.

e/ou para a cadeia produtiva, e também o nível de impacto e as externalidades decorrentes da implantação do projeto. Projetos que possuem maior relevância econômica (redução de custos, aumento de produtividade e aumento do conteúdo local), social (maximização da geração de empregos, aumento de infraestrutura/ qualificação em tecnologias de ponta) e ambiental (desenvolvimento de tecnologias mais limpas e substituição de matérias-primas fósseis por renováveis) terão prioridade para o recebimento de subvenção.

- c.** Critério 3 - Grau de nacionalização da tecnologia: contribuem para a nacionalização os projetos capazes de gerar propriedade ou absorção de tecnologia por parte de instituições brasileiras. Terão prioridade os projetos que possuem maior grau de nacionalização da tecnologia desenvolvida.

Geração distribuída de energia elétrica

Além dos leilões de energia elétrica, a geração distribuída é outra forma de se verificar como a tecnologia pode ser inserida no país mediante um modelo de negócio específico.

Em 2004, considerava-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo os registros de potenciais hidráulicos inferiores a 1.000 kW e termelétricos inferiores a 5.000 kW, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquele proveniente de empreendimento:

- a.** hidrelétrico com capacidade instalada maior que 30 MW;

- b.** termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética menor que 75%, conforme regulação da ANEEL.

Esse conceito foi ampliado, para absorver a micro e a minigeração, razão pela qual a geração distribuída é atualmente classificada em duas espécies:

- a.** a geração distribuída centralizada, para empreendimentos maiores, cuja energia elétrica pode ser contratada por distribuidoras, via chamadas públicas; e
- b.** a geração distribuída descentralizada, que é proveniente de energia gerada em residências, pequenos comércios, prédios públicos e outros, de forma individualizada.

Entende-se que haverá ampliação da participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira, com a aprovação, pela ANEEL, das condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição e o sistema de compensação de energia elétrica.

Conceitua-se como microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada < a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada; e como minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada > a 100 kW e < a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, tudo conforme regulamentação da ANEEL (Resolução Normativa nº 482, de 17.04.2012).

O acesso à microgeração e à minigeração também representa uma relevante evolução tecnológica e até de comportamento do consumidor cativo (em princípio, não aplicável aos consumidores livres e especiais), com a ampliação da participação de fontes renováveis na

matriz elétrica, o que deve ser viabilizado com a adoção de sistemas de medição inteligentes – *smart metering*.

Assim, como mais uma opção de negociação de energia elétrica pelo gerador de menor porte, pode-se optar pela geração distribuída, vinculada às distribuidoras de conexão local, conforme as regras do art. 14 do Decreto nº 5.163/2004 e a REN nº 167, de 10.10.2005.

Outros agentes, como pequenos comércios ou prestadores de serviços ou pessoas físicas podem ser micro ou minigeradores, utilizando-se atualmente o termo “prosumidores”, que são aqueles que produzem e também consomem energia elétrica.

No final de 2015, pela Portaria nº 538, de 15.12.2015, o Ministério de Minas e Energia – MME resolveu criar o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, com os seguintes objetivos:

- a. promover a ampliação da geração distribuída de energia elétrica, com base em fontes renováveis e cogeração;
- b. incentivar a implantação de geração distribuída em edificações públicas, tais como escolas, universidades e hospitais; e edificações comerciais, industriais e residenciais.

O ProGD compreende a geração distribuída de dois tipos: (a) a considerada tradicional, de pequenos geradores, anteriormente definida e tratada no art. 2º § 8º, "a", da Lei nº 10.848/2004, e arts.14 e 15 do Decreto nº 5.163/2004; e (b) a microgeração e minigeração distribuída, definida conforme regulação da ANEEL.

O grande incentivo apresentado no ProGD seria o Valor Anual de Referência Específico - VRES, fixado

para as seguintes fontes (data-base dezembro/2015 e atualizado anualmente): (a) solar fotovoltaica, no valor de R\$ 454,00/MWh; e (b) cogeração a gás natural, no valor de R\$ 329,00/MWh.

Os Valores Anuais de Referência Específicos - VRES seriam aplicáveis somente a empreendimentos de geração que atendam cumulativamente aos seguintes requisitos: (a) estejam conectados à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; e (b) tenham capacidade instalada menor ou igual à potência disponibilizada para a unidade consumidora por meio da qual o empreendimento está conectado, definida conforme regulação da ANEEL, limitada, no máximo, a 30 MW.

Também ficou estabelecido que os agentes vendedores de empreendimentos de geração distribuída farão jus somente à receita de venda referente, exclusivamente, à geração proveniente do empreendimento verificada no ponto de conexão.

Pela Portaria MME nº 538/2015, também foi instituído Grupo de Trabalho, para atender aos objetivos previstos no ProGD, composto por representantes, titulares e suplentes, dos seguintes órgãos e entidades: (a) 5 representantes do MME, que indicou o coordenador do Grupo de Trabalho; (b) 2 representantes da ANEEL; (c) 2 representantes da EPE; (d) 2 representantes do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL; e (e) 2 representantes da CCEE. Ao final das suas atividades, o Grupo de Trabalho deverá apresentar relatório final ao Ministro de Estado de Minas e Energia, incluindo o estudo de mecanismo simplificado para a Comercialização de geração distribuída no Ambiente de Contratação Livre - ACL.

Para viabilizar a micro e minigeração distribuída, a ANEEL estabeleceu o sistema de compensação, pelo

qual a energia ativa injetada por unidade consumidora é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.

Quanto aos procedimentos para faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica, foram estabelecidos onze comandos específicos, bem como definido que ainda são aplicáveis as disposições da resolução geral que trata das condições gerais de prestação de serviços (REN 414/2010).

Inicialmente, esses procedimentos podem exigir uma estrutura mais robusta das distribuidoras, para gestão do sistema de compensação e faturamento, bem como o melhor controle por parte dos consumidores. Essa situação, no entanto, parece decorrer da própria evolução tecnológica e comercial do setor, no que se refere à micro e minigeração, em que são exigidos maiores esforços no controle e gestão das duas partes envolvidas – consumidores e distribuidoras.

De forma sintetizada, os procedimentos específicos de compensação são os seguintes:

- a. deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A;
- b. o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado para abater o consumo medido em meses subsequentes;
- c. caso existam postos tarifários e a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário seja superior à consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE, conforme definição da REN 414/2010;
- d. os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para esse fim e atendidas pela mesma distribuidora;
- e. o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação, devendo a unidade consumidora onde se encontra instalada a geração ser a primeira a ter seu consumo compensado;
- f. em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários;
- g. os créditos de energia ativa resultantes após compensação em todos os postos tarifários e em todas as demais unidades consumidoras, expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo;

- h.** eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação;
- i.** a fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente em quilowatt-hora (kWh), por posto tarifário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo;
- j.** os montantes líquidos apurados no sistema de compensação serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica; e
- k.** para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deverá ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora (art. 94 da REN 414/2010).

Quanto aos custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação, esses são de responsabilidade do interessado. Esse custo é a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação e o custo do medidor convencional de unidades consumidoras da mesma tensão.

Aspecto relevante a ser considerado quanto aos custos é que, após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e ma-

nutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

Conclusão

O ambiente de negócios no Brasil passou a ser bastante propício ao desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica como uma atividade econômica lucrativa, principalmente em razão dos diversos mecanismos de incentivo à evolução tecnológica no Brasil, desde o início do século XXI.

No entanto, o governo federal brasileiro está discutindo amplamente a estrutura estabelecida para as fontes renováveis de energia elétrica, via Consulta Pública 33, divulgada pelo Ministério de Minas e Energia em junho de 2017.

Discute-se, essencialmente, a eficiência produtiva e alocativa, buscando-se mecanismos eficientes de formação de preços, para as atividades sujeitas à competição, e de tarifação, para as atividades reguladas, que reflitam as condições vigentes no mercado e oportunidades de aproveitamento econômico das diferentes fontes de energia.

Também se entende que esses mecanismos devem considerar as externalidades das fontes, relativamente aos aspectos socioambientais e do sistema elétrico, buscando sinais econômicos mais adequados ao mercado e aos consumidores.

Nesse sentido, a discussão no Brasil, a partir de 2017, em relação à evolução tecnológica, é a busca de modernização da política de incentivos ou subsídios orientados a determinadas fontes, a partir da avaliação da sua pertinência, como nos seguintes casos: (a) manu-

tenção ou não do desconto nas tarifas de uso das redes de transmissão e de distribuição, aplicável sobre a produção e sobre o consumo da energia renovável; (b) adoção da tarifa binômica para a expansão da geração distribuída, com a discussão de tarifas horárias; entre outros aspectos relevantes.

Em conclusão, além do conhecimento sobre a estrutura adotada no Brasil, entende-se que todos os temas discutidos na Consulta Pública nº 33/2017, promovida pelo Ministério de Minas e Energia, devem ser objeto de avaliação em artigo específico que pode ser desdobrado a partir deste. Entende-se salutar a comparação sobre os mecanismos já adotados e os futuros, principalmente em termos de racionalidade econômica e de mercado, como no caso de sinais de preço para os agentes e a sociedade.

Referências

- [1] BOYER, R. Teoria da Regulação: Os Fundamentos. São Paulo, Estação Liberdade (pp. 55-70, 79-90), 2009.
- [2] BOWER, Joseph L. & Christensen, Clayton M. "Disruptive Technologies: Catching the Wave" Harvard Business Review, January-February, 1995.
- [3] BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 / MME. EPE. Brasília: MME/EPE, 2015, 2v.: il. 1. Energia_Brasil. 2. Política Energética_Brasil 3. Recursos Energéticos_Brasil.
- [4] CHRISTENSEN, Clayton M. The Innovator's Dilemma Harvard Business School Press [S.l.] ISBN 0-87584-585-1, 1997.
- [5] CHRISTENSEN, Clayton M.;Raynor, Michael E. The Innovator's Solution Harvard Business School Press [S.l.] ISBN 1-57851-852-0, 2003.
- [6] PIERCE, R., et al, Regional electricity Market Integration: A Comparative Perspective, Competition and Regulation in Network Industries, Vol. 8, Issue 2, 2007.
- [7] SCHWAB, Klaus, The Fourth Industrial Revolution – What it means and how to respond, Snapshot, December 12, 2015.
- [8] SINGER, P. "Evolução da Economia e Vinculação Internacional ", in: Brasil: Um Século de Transformações, I. Sachs, J. Wilhelm & PS Pinheiro, orgs. São Paulo, Companhia das Letras (pp. 78-131, cap. 3), 2001.
- [9] TSUBONE, Rubens Takashi de Melo, Apresentação Garantias em Project Finance – Visão do Financiador, BNDES, Área de Infraestrutura, Gerência Executiva Jurídica, em 01.03.2012.
- [10] WALLERSTEIN, I. "The Rise and Future Demise of the World Capitalist System, 1983.

Web sites: ANEEL, www.aneel.gov.br; Abdib – Associação Brasileira das Indústrias de Base, www.abdib.org.br; Abeólica – Associação Brasileira da Energia Eólica, www.abeolica.org.br; Abiape – Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia, www.abiape.org.br; Abradee – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, www.abradee.org.br; BNDES - Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, www.bndes.gov.br, Canal Energia – www.canalenergia.com.br; CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, www.ccee.org.br; EPE - Empresa de Pesquisa Energética, www.epe.gov.br; EIA/DOE– Energy Information Administration, Department of Energy, USA, www.eia.doe.gov; Ministério de Minas e Energia – MME, www.mme.gov.br.

Aproximación al concepto de NetZero y su ejecución en proyectos de generación distribuida residencial y/o comercial

Mejor trabajo

Área 3 - DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA (REDES)

Autor

Santiago Enrique Carrillo Rincón

Empresa

USAENE LLC

Ubicación: Colombia

Dirección: Calle 82 N° 19A - 14

Código Postal: 110221

Teléfono: +57 1 621 0211

E-Mail: scarrillo@usaene.com

Palabras clave—Energía solar, sistemas de conversión de energía solar, consumo de energía, Eficiencia energética, Disminución de consumo de energía.

Resumen

NetZero es una filosofía de diseño en la cual los conceptos de eficiencia energética, desarrollo sostenible y energías renovables se combinan para ofrecerles a los usuarios una alternativa de generación que se ajuste a sus necesidades energéticas. Mediante la aplicación de esta filosofía se busca que sistemas como la red eléctrica y las fuentes renovables trabajen en armonía para satisfacer un consumo de energía caracterizado por la utilización de tecnologías eficientes que aseguren el confort a los usuarios. Como ejemplo se tiene el proyecto piloto desarrollado por USAENE LLC en una vivienda localizada en un sistema eléctrico local en el que se cuenta con total regulación del tratamiento de

excedentes de energía y medición bidireccional. El objetivo principal es reducir el consumo de energía del cliente hasta el valor mínimo posible mediante la inversión en medidas de eficiencia y posteriormente la utilización de sistemas de conversión de energía solar. En primera instancia se realizó un estudio de caracterización del sitio y la demanda energética del cliente. Esto con el fin de entender como los equipos utilizados y la variación del clima afectan el consumo de energía.

A continuación, se diseñan las medidas de eficiencia que se deberán implementar para disminuir el consumo de energía y se realiza un análisis técnico económico para determinar una combinación de soluciones que se ajuste al presupuesto del cliente. Posteriormente al contar con la autorización del cliente se lleva a cabo la implementación de las medidas de eficiencia y se procede al diseño de los sistemas de energía solar. Se realiza el dimensionamiento de estos sistemas a partir de la información encontrada del recurso para la zona de interés siempre cumpliendo con las condiciones del cliente. Como medida adicional, el sistema cuenta con un sistema de monitoreo en línea que permite tanto a USAENE como al cliente conocer los consumos y desempeño del proyecto en tiempo real. En la actualidad el sistema ha sido desarrollado en su totalidad y se cuenta con información sobre su desempeño durante los últimos 10 meses. Los resultados preliminares del proyecto demuestran que, durante 3 meses, se ha logrado un consumo neto de energía igual a 0 kWh y no se han vuelto a registrar valores de consumo mayores a aquellos antes de la realización del proyecto.

Introducción

Desde el inicio de la civilización, el ser humano ha requerido de alguna fuente de energía para satisfacer sus necesidades. Los primeros hombres utilizaron fuego para satisfacer sus requerimientos de calor o iluminación, y a lo largo de la historia se ha registrado como diferentes civilizaciones han resuelto sus necesidades energéticas mediante la invención de ingeniosos sistemas. Cuando se dio inicio a la revolución industrial, el consumo de energía aumentó de una manera sin precedentes y gracias a los avances en áreas como la termodinámica y química se logró la invención de máquinas que nos permitieran satisfacer la demanda de energía. Los proyectos de generación de energía pueden abarcar intercambios de gran escala de masa, agua, energía y dinero, los cuales sin el adecuado cuidado pueden ocasionar problemas en el medioambiente y los usuarios a quienes sirven.

Hoy en día, la sostenibilidad resulta ser uno de los criterios más importantes para tener en cuenta al momento de desarrollar cualquier proyecto. Incluso proyectos de energía renovables como instalaciones solares, de no ser desarrollados de una manera adecuada, pueden resultar ser insostenibles y perjudicar a las comunidades y ecosistemas. El propósito del proyecto NetZero es mostrar cómo se pueden combinar las áreas de eficiencia energética, sostenibilidad y energía solar para desarrollar viviendas capaces de satisfacer sus necesidades energéticas y resultar ser una solución beneficiosa tanto económica como técnica para los usuarios.

A finales de 2015 se inició el proyecto NetZero de USAENE LLC, el cual consta de las siguientes fases; la primera consiste en realizar un estudio detallado del consumo energético de una vivienda con el fin de determinar cómo los equipos que la componen y los

patrones de uso de los usuarios determinan el demanda energética de la vivienda, adicional se realizó una medición del consumo durante un año con el fin de ver como cambios climáticos durante este periodo de tiempo afectan la demanda de energía. En Segundo lugar, se dimensionaron las medidas de eficiencia energética, las cuales fueron presentadas al cliente con el respectivo análisis costo/beneficio para que este diera su autorización para implementarlas. En la tercera fase se realiza una nueva medición para determinar cómo las medidas de eficiencia redujeron el consumo de energía y se diseñan los sistemas solares de conversión de energía para disminuir en su totalidad el consumo de energía del cliente. En la última fase se realiza la instalación del sistema solar y se da inicio a la etapa de monitoreo donde se mide el desempeño del proyecto mensualmente.

La instalación del sistema solar se realizó en Agosto de 2016 y su puesta en marcha oficial en Septiembre. Las mediciones preliminares demuestran que el sistema: logro abastecer las necesidades eficientes del usuario, producir energía renovable, y tener un requerimiento neto de 0 kWh del sistema eléctrico durante los meses de invierno (Enero, Febrero y Marzo), así mismo y el consumo de energía nunca ha sido mayor a los registrados antes del inicio del proyecto. A continuación, se presentará detalladamente cada una de las etapas de proyecto y los resultados obtenidos durante el último año de operación.

Primera fase

Caracterización de la vivienda

La vivienda en la cual se implementó el proyecto Net-Zero cuenta con un área de 195 m², los cuales están distribuidos en espacios tales como 3 habitaciones, sala, comedor, mini comedor, cocina, habitación para

equipos de lavado y limpieza de ropa y dos baños. Adicional cuenta con un espacio para huéspedes de área igual a 24.15 m² y un garaje anexo con área igual a 41 m² y una piscina de 10,000 galones. La vivienda se encuentra ubicada en el condado de Coral Springs, Florida en las coordenadas 26° 18' 09" Norte y 80° 17' 29" Oeste. La razón para la implementación del proyecto piloto en esta vivienda obedece a la existencia de la política "Net Metering" en el estado de Florida la cual permite el intercambio de energía entre los usuarios y las empresas de energía y el clima de la zona es regular durante todo el año y no se presentan cambios drásticos como los vistos en zonas con latitud más elevada.

Medición consumo de energía eléctrica

La compañía encargada de prestar el servicio de energía eléctrica para la vivienda es la Florida Power and Light (FPL). La FPL como empresa lleva registros detallados de los consumos de energía de sus clientes. La empresa mediante una aplicación ha permitido el acceso a sus clientes a sus bases de datos de consumo de energía horario del último año y medio de prestación del servicio. Como primer paso del proyecto, se obtuvieron los consumos del cliente desde el registro más antiguo, primero de Mayo de 2014 hasta el 31 de Diciembre de 2015.

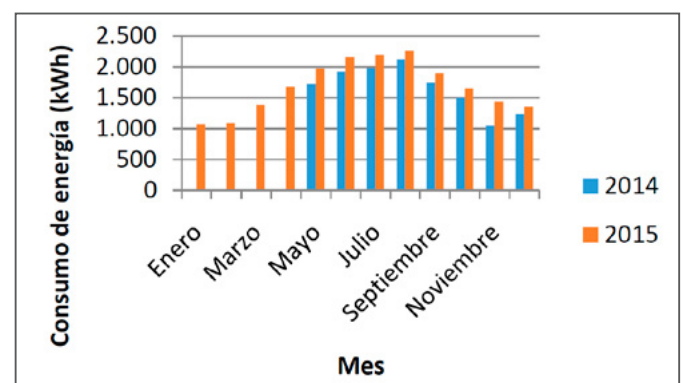


Figura 1. Línea base 2014-2015.

Se podría decir que Florida tiene dos estaciones climáticas que rigen las temperaturas en la zona. Los

meses de Mayo a Septiembre corresponden a la época de verano mientras que los meses de Octubre a Abril corresponden a la época de invierno. Hacer esta distinción del clima es importante ya que en época de verano cuando las temperaturas son elevadas el consumo de energía se dispara mientras que en la época de invierno se reduce el consumo.

Auditoria energética

Los consumos de energía anteriormente mencionados son producto del nivel de ocupación de la vivienda, el clima, los materiales de construcción de la vivienda y los equipos utilizados por los habitantes de la vivienda. El objetivo de una auditoria energética es determinar los usos finales de la energía para así conocer en detalle cómo está distribuido el consumo.

Una vivienda es un problema clásico de transferencia de calor. Las paredes y el techo de una construcción forman una envolvente que encapsula un espacio del exterior el cual acondicionamos para obtener cierto nivel de confort mediante la utilización de equipos. Esto conlleva al consumo de energía para mantener las condiciones de confort.

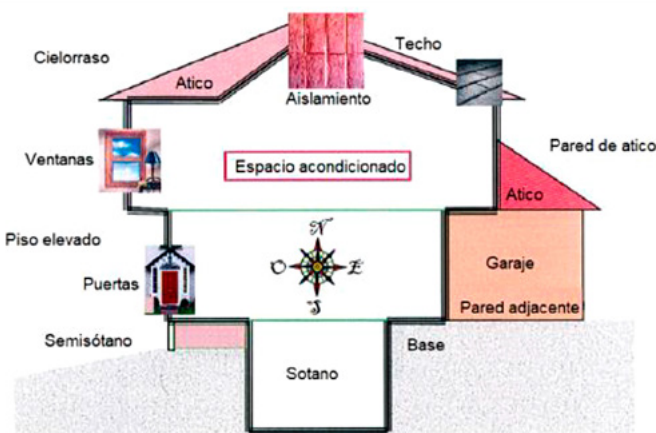


Figura 2. Envolvente de una vivienda.

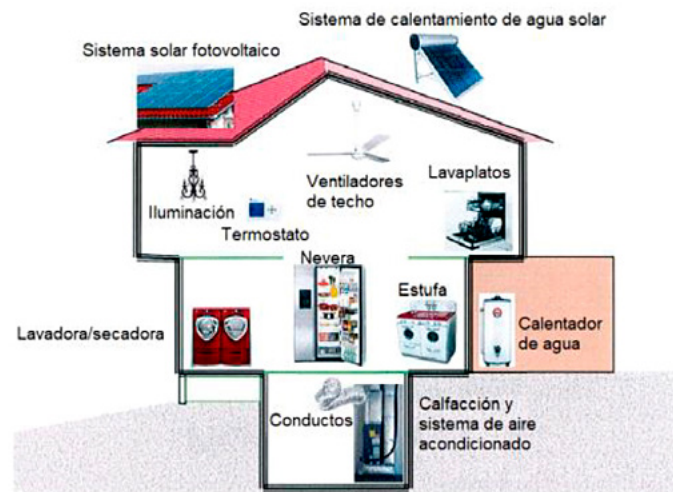


Figura 3. Equipos y accesorios de una vivienda.

Mediante la realización de la auditoria energética en la vivienda se determinó los equipos y las características de la envolvente de la vivienda. Entre los puntos a resaltar se tiene que la vivienda no contaba con sensores para la iluminación, la existencia de una bomba de una sola velocidad para la operación de la piscina, los equipos de iluminación eran del tipo fluorescente, la vivienda no contaba con termostato inteligente y para satisfacer el requerimiento de agua caliente la vivienda utilizaba un sistema de calentamiento eléctrico.

Segunda Fase

Gracias a la auditoria energética se lograron determinar los usos finales de la energía y los posibles puntos en donde se podría hacer un cambio tecnológico para disminuir el consumo de la vivienda.

Las medidas de eficiencia energética sugeridas al cliente fueron:

1. Instalación de un sistema de monitoreo en línea del consumo de energía.

2. Actualización de la iluminación por luminarias tipo LED.
3. Cambio de la bomba de la piscina por una de velocidad variable.
4. Instalación a un termostato inteligente tipo NEST.

Los cálculos y dimensionamiento de cada una de estas medidas no hacen parte de este documento por lo que únicamente se presentaran los resultados en el consumo de energía de la vivienda en las fase siguiente del proyecto.

Aplicación de medidas de eficiencia energética

Las medidas de eficiencia tienen como fin disminuir el consumo de energía de la vivienda. A continuación se dará una breve explicación de los efectos que las medidas de eficiencia tendrán sobre el consumo de la vivienda.

Instalación sistema de medición: Si bien la FPL permite conocer los consumos horarios, no lo permite hacer en tiempo real. Si una variable no se puede medir entonces no se puede controlar, por tal razón se instalo un sistema de medición de consumo, marca Egauge mediante el cual se realiza la medición del consumo de la vivienda en tiempo real y de diferentes circuitos. Esta medida se llevo a cabo a inicios de 2016.

Iluminación LED: Cambiar la iluminación efectivamente reduce la capacidad instalada de los equipos en la vivienda. Se realizo un inventario de iluminación de la vivienda y se cambiaron todas las luminarias por equipos LED de bajo consumo. Los nuevos equipos de consumo tienen un rango de consumo entre 8.5 y 14 W el cual depende de la aplicación y brillo requeri-

do por el usuario. El cambio de la iluminación se llevo a cabo a finales de Enero de 2016.

Cambio bomba de la piscina: Las bombas funcionan con un motor eléctrico. En la auditoria se encontró que la bomba del usuario era de una sola velocidad, por tal razón cuando era necesario utilizarla esta consumía una energía igual a la potencia del motor eléctrico por el tiempo que fuera requerida. Las funciones de la bomba son permitir la circulación del agua y filtrarla, pero para cumplir con ellas no es necesario que la bomba funcione a máxima capacidad. Por tal razón se decidió hacer el cambio por una bomba de velocidad variable que permita diferentes niveles de operación y que reduzca el consumo de energía. Esta medida de eficiencia se llevo a cabo durante Febrero de 2016.

Termostato inteligente: Ya se ha discutido que en la zona de interés existen dos estaciones climáticas que rigen el consumo de energía. En tiempo de verano debido al aumento de temperaturas el consumo de la vivienda debido a la operación del sistema de aire acondicionado se dispara. La vivienda contaba con un termostato clásico en el cual únicamente mantenía la temperatura de la vivienda a una temperatura. Este tipo de funcionamiento es ineficiente ya que en momentos donde no se encuentre nadie en la vivienda, el termostato mantendrá la temperatura y básicamente el sistema de aire acondicionado operara para satisfacer las necesidades de ninguno de los habitantes de la vivienda. La instalación de un termostato inteligente soluciona esta problemática, ya que cuenta con un computador que le permite conocer los patrones de los habitantes de la vivienda y regular efectivamente la temperatura de la vivienda. Si el computador sabe que hay personas en la vivienda ajustara la temperatura para satisfacer el confort, en case de conocer que no hay nadie en la vivienda ajustara la temperatura interior para disminuir el trabajo del equipo de aire acondicionado. Este tipo de operación reduce en gran

medida el consumo de energía en tiempo de verano. Esta medida de eficiencia fue aplicada en Marzo de 2016.

Medición consumos después de aplicadas las medidas de eficiencia

Antes de hacer una medición de los sistemas de conversión de energía solar para la vivienda, es necesario hacer una nueva medición para determinar cómo las medidas de eficiencia redujeron el consumo de la vivienda. Esto debido a que el propósito del proyecto es instalar un sistema el cual únicamente produzca una energía igual a la consumida durante un año por la vivienda, es decir reducir la huella energética de la vivienda en el sistema a cero.

Se obtuvieron los datos de consumo de los meses de Enero a Junio de 2016 y se compararon con los datos históricos de la vivienda para así observar como las medidas de eficiencia afectaron el consumo de energía eléctrica.

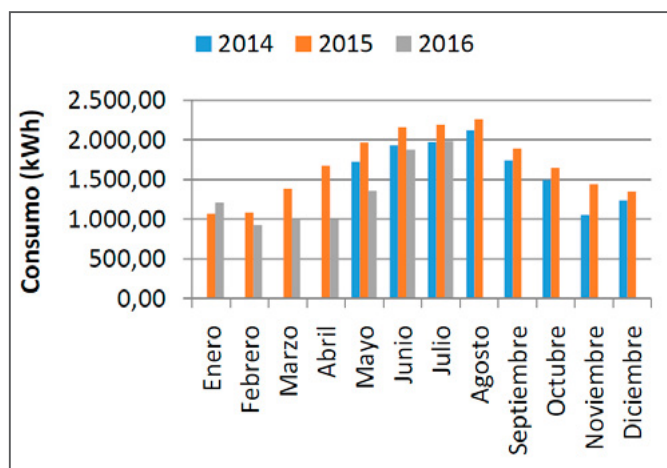


Figura 4. Consumos post medidas de eficiencia.

Efectivamente las medidas de eficiencia redujeron el consumo de energía de la vivienda y permiten un dimensionamiento de un tamaño menor de los equipos de conversión de energía solar.

Sistema solar fotovoltaico

El consumo de energía anual de la vivienda para el año 2015 fue de 20,131.15 kWh. De los datos medidos durante el 2016, a Junio de 2016 la vivienda había consumido 7,370 kWh, por lo tanto se determinó que de continuar la tendencia durante el resto del año, la vivienda consumiría alrededor 16,000 kWh al finalizar el 2016. Con este número en mente se procedió a diseñar una instalación solar que permitiera producir esta cantidad de energía anualmente.

El diseño de un sistema solar fotovoltaico es una labor en la cual es necesario realizar estudios de irradiación, clima, tecnologías, análisis de estructuras entre otros. Debido a que no es posible entrar en el detalle necesario en cada uno de estos temas, se procederá a describir el proceso de diseño que nos permitirá obtener un sistema que satisfaga las necesidades energéticas de la vivienda.

En primera instancia se determinó el ángulo de orientación respecto al sur y la inclinación de los paneles. Debido a que la instalación ocupara un espacio en el techo de la vivienda, estos son valores que serán determinados por la inclinación y orientación de la vivienda. Según el documento "Optimum fixed orientations and benefits of tracking for capturing solar radiation in the continental United States", El azimut óptimo de una instalación en la Florida es de 175° y la inclinación de los paneles debería ser igual a la latitud en sitio. Debido a las restricciones impuestas por la vivienda, la inclinación para un sistema solar sería de 22.61° y su azimut de 162°.

En segunda instancia se realizó una investigación de los contratistas que prestaran el servicio de venta e instalación de sistemas solares. Se encontró la empresa Zinasunshine, la cual nos prestó sus servicios de asesoría y después de varias conversaciones, se determinó

que la mejor opción sería una instalación solar con paneles americanos solarworld conectados con micro inversores enphase. Los sistemas con micro inversores tienen mayor libertad que los sistemas con un inversor central en el sentido de que presentarse fallas en un micro inversor solo sale un panel de servicio y en caso de sombras, únicamente los paneles se verá afectada la producción de energía de los paneles afectados y no de toda la instalación, eventos que si suceden en instalaciones con un inversor central.

Por último mediante la utilización del software HOMER Pro, se realizaron simulaciones de diferentes instalaciones y se determino que el tamaño adecuado para satisfacer las necesidades tanto económicas como técnicas del cliente sería de 7.2 kWp. Este tamaño no genera la energía suficiente para satisfacer el consumo actual de la vivienda. La razón para seleccionar este tamaño se debe a que en el futuro se espera hacer el

cambio del sistema de aire acondicionado por uno más eficiente el cual reduzca aun más el consumo de la vivienda además también se tiene planeado hacer la instalación de un sistema de calentamiento híbrido de agua solar el cual disminuirá el consumo de la vivienda.

Sistema híbrido de calentamiento de agua solar

Un sistema híbrido de calentamiento de agua solar consiste de un colector solar el cual en su interior tiene un serpentín que permite el intercambio de calor entre el fluido (agua) y la radiación del sol. Adicional cuenta con un tanque con aislamiento térmico para almacenar el agua caliente. Este sistema se considera híbrido ya que cuenta con una resistencia que en caso de ser necesario se activa para calentar el agua en caso de poco recurso solar o en horas de la noche.

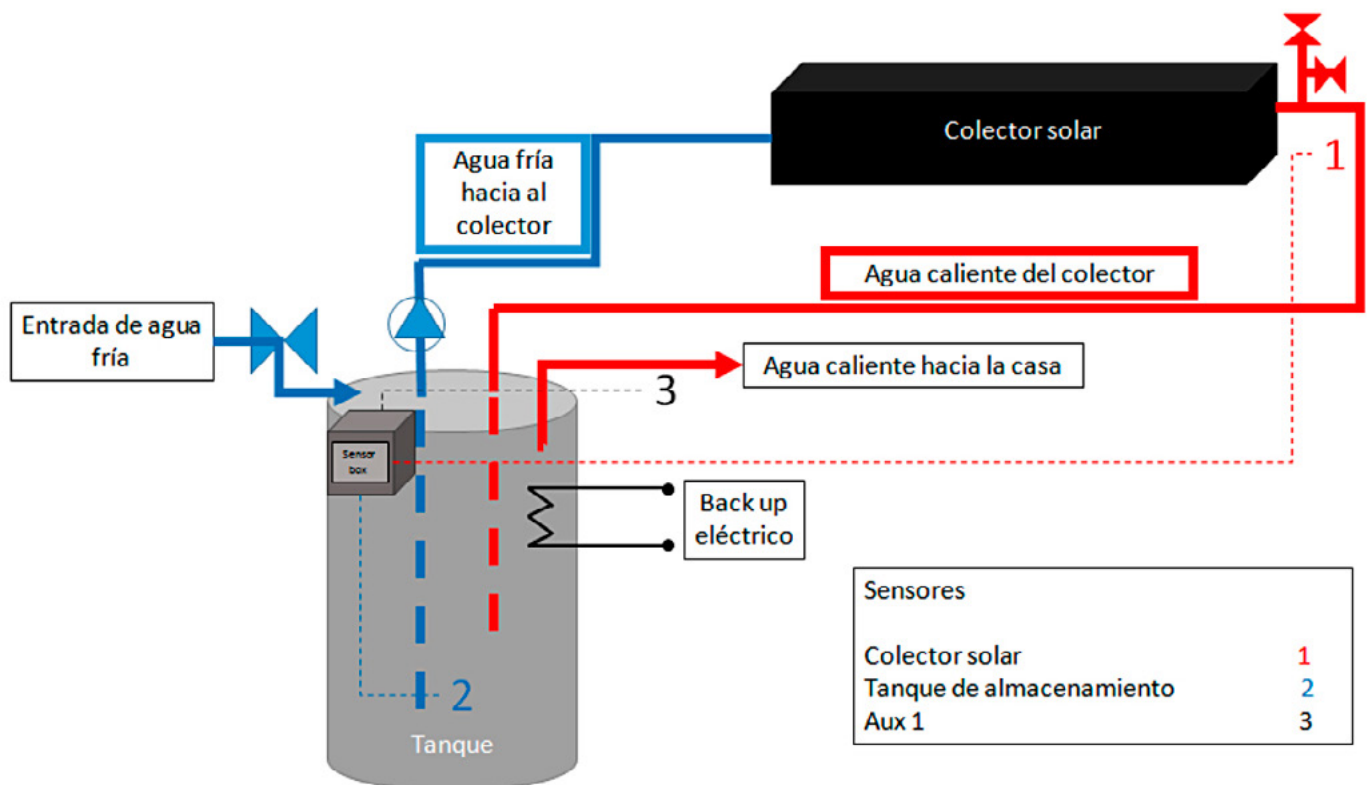


Figura 5. Sistema híbrido de calentamiento de agua solar.

Sistemas de conversión de energía solar en la vivienda

A finales de Agosto se termino la instalación de los sistemas de conversión de energía solar. En la imagen siguiente se puede apreciar la instalación sobre la vivienda:



Figura 6. Configuración sistemas de conversión de energía solar.

Desde finales de agosto y hasta la fecha, el sistema solar fotovoltaico ha estado en operación sin presentar falla alguna.

Monitoreo de la vivienda

El sistema de monitoreo en línea nos permite observar el comportamiento en tiempo real de la instalación en la dirección: <http://egaug26957.egaug.es>. Mediante esta página es posible observar el comportamiento de la demanda, la producción de energía solar y el consumo de varios circuitos de interés en la vivienda. Adicional tenemos la aplicación “BunnyKiosk” donde se da un resumen detallado del proyecto.



Figura 8. Desempeño de la instalación.

Contamos con datos de desempeño de la instalación desde el primero de Septiembre de 2016 hasta la fecha.

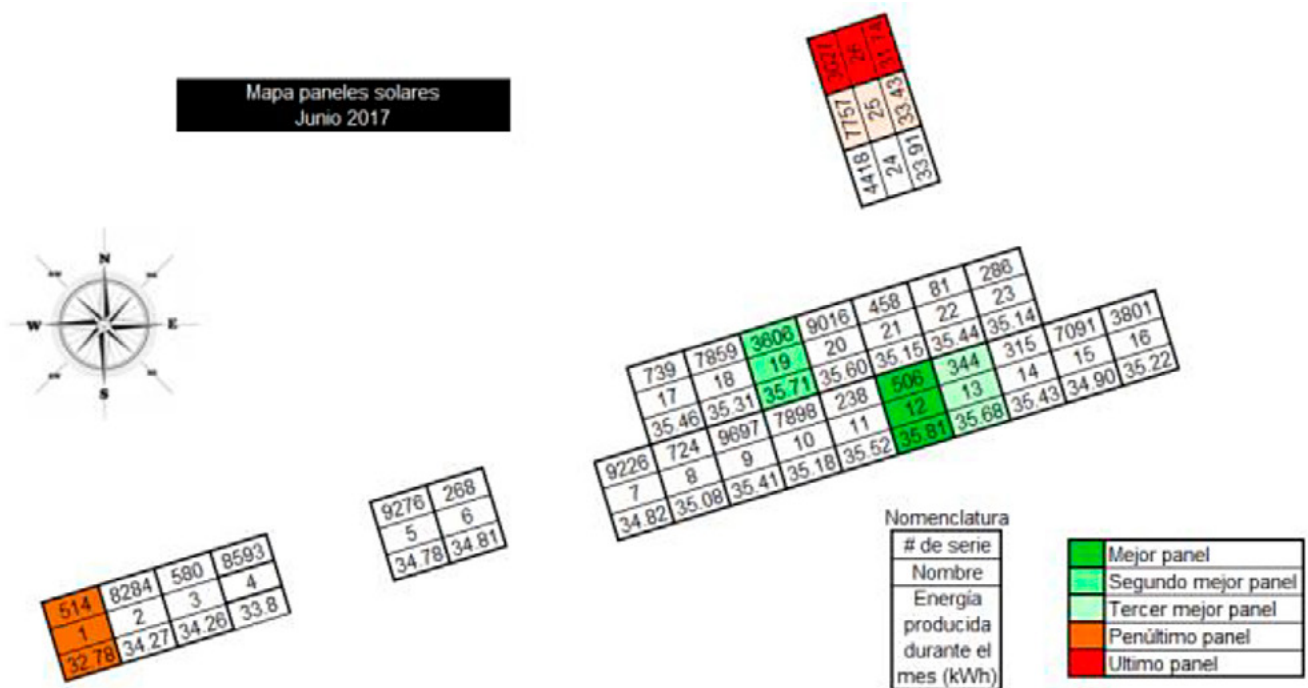


Figura 7. Desempeño por panel en Junio.

Resultados

El proyecto logro cumplir el objetivo de disminuir el consumo de energía del cliente, en los meses de invierno hasta una reducción del 100% mientras que en los meses de verano 60%. Desde que se tomaron las medidas de eficiencia los consumos de nunca han sido mayores a los registrados en los años 2014 y 2015. La entrada en operación de los sistemas de conversión de energía solar también representa un hito ya que la producción de electricidad del sistema fotovoltaico efectivamente ha logrado disminuir el requerimiento energético de la vivienda hasta cero.

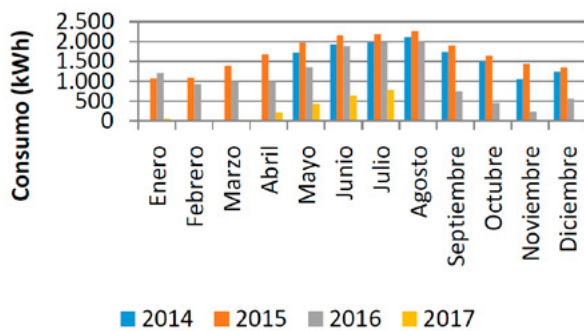


Figura 9. Histórico de consume de energía eléctrica.

ITEM	Set	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Demanda (kWh)	1,559.48	1,303.53	920.53	1,112.22	769.03	768.68	1,086.60	1,152.16	1,552.32	1,540.99
Energía suplida por la FPL (kWh)	1,086.32	879.24	565.30	795.93	501.00	516.27	664.27	745.54	998.42	1,088.10
Energía solar generada (kWh)	794.92	777.86	766.81	621.26	725.21	786.63	1,061.17	949.21	1,121.31	903.56
Energía solar vendida (kWh)	321.76	352.33	411.59	304.97	457.18	534.22	638.84	542.60	567.42	450.67
Balance de energía mensual (kWh)	764.56	525.67	153.72	490.96	43.82 (30)	0 (0)	0 (0)	202.95 (169)	431.01 (420)	637.43 (639)
Factura (USD)	80.74	53.22	31.27	57.13	13.74 (12.54)	9.41 (9.41)	9.41 (9.41)	30.12 (27.71)	55.88 (54.87)	78.54 (78.69)
Ahorros por medidas de eficiencia (USD)	70.46	40.30	70.03	28.84	67.01	16.35	0	0	0	80.69
Ahorro por paneles solares (USD)	50.37	50.07	47.88	34.12	31.31	26.40	46.01	47.62	72.75	59.27
Ahorros por neteo (USD)	33.20	31.65	37.39	30.60	61.29	52.46	68.11	59.48	63.21	51.72
CDD	225.46	164.45	25.38	72.67	26.42	9.00	22.83	58.67	159.00	246.53
Radiación promedio diaria (kWh/m ² /día)	4.60	4.34	3.68	3.3	3.53	4.29	5.12	5.95	6.11	5.39
Peor panel	#1 (514)	#24 (4418)	#1 (514)	#24 (4418)	#1 (514)	#1 (514)	#1 (514)	#26 (3027)	#26 (3027)	#26 (3027)
Mayor generación registrada (kWh/día)	40.46	37.50	33.53	28.17	33.12	35.66	43.95	45.97	46.47	40.09
Menor generación registrada (kWh/día)	9.95	9.30	13.71	7.50	11.15	3.16	20.29	8.83	17.62	1.94
Tipo de mes	Lluvioso	Nublado	Nublado	Nublado	Parcialmente nublado	Parcialmente nublado	Parcialmente nublado	Parcialmente nublado	Parcialmente nublado	Nublado lluvioso

Al traducir los ahorros de electricidad en ahorros monetarios para el cliente podemos ver lo siguiente:

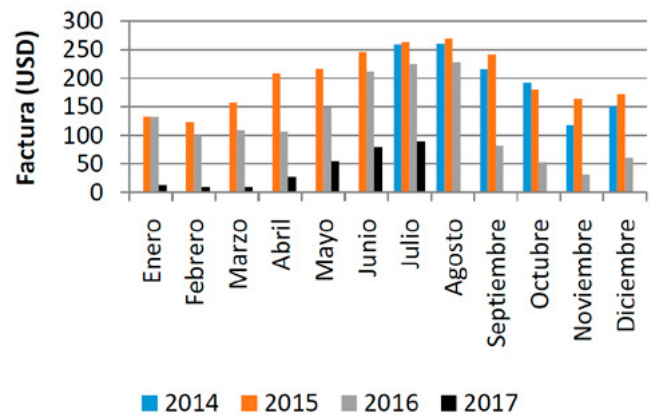


Figura 10. Desempeño económico del sistema.

A continuación presentamos una tabla resumen con todos los datos obtenidos de la medición del desempeño del proyecto.

Conclusiones

Como fue expuesto en un principio, una vivienda es un problema clásico de transferencia de calor. Entender como diferentes variables influyen en el consumo energético de una vivienda no es un problema sencillo. Mediante la medición se logro entender y de alguna manera controlar el consumo; gracias a esto se formularon medidas de eficiencia que permitieron la disminución de la demanda y esto a su vez permitió el dimensionamiento de sistemas de conversión de energía solar que satisficieran los requerimientos de la vivienda. Los resultados obtenidos demuestran que el proyecto NetZero fue capaz de reducir el consumo de energía eléctrica de la vivienda hasta niveles nunca antes vistos. En el presente documento no se pudo explorar en detalle el desempeño económico del proyecto, pero es claro que existe ahorro en las factura de electricidad. Estamos a la expectativa de conocer los resultados de un año completo de operación, por el momento el sistema no va a cumplir con la meta de borrar completamente el

consumo de energía de la vivienda pero los resultados demuestran por lo menos una reducción del 80%. Esto abre el camino para la implementación de otras medidas de eficiencia más drásticas como la actualización de los sistemas de aire acondicionado o la instalación de más paneles solares. Por el momento los resultados son satisfactorios y abren la puerta para la implementación de más proyectos de este tipo en el futuro.

Referencias

- [1] Brownson Jeffrey R.S, "Solar energy conversion systems".
- [2] Lave Matthew, "Optimum fixed orientations and benefits of tracking for capturing solar radiation in the continental United States".
- [3] HOMER PRO, "User's manual".
- [4] Egauge, Herramienta de medición.



SIMPOSIO INTERNACIONAL SOBRE SEGURIDAD ELÉCTRICA

28, 29 y 30
de mayo de 2018

Belo Horizonte, Brasil

SISE
2018



Digitalización de subestaciones MT/MT

Mención especial como segundo mejor trabajo

Área 3 - DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA (REDES)

Autores

Alejandro Bevc

Gonzalo López

Alejandro Silva

Empresa

UTE

Ubicación: Montevideo, Uruguay

Dirección: Paraguay 2431

Código Postal: 11800

Teléfono: +598 2 155

E-Mail: agsilva@ute.com.uy

Palabras clave—Digitalización de estación, Red LAN, Estandarización, Fibra óptica, Firewall, Gestión de activos de redes de datos, IEC61850, Smartgrids.

Resumen

En busca de la mejora de la Gestión del Diseño, el Desarrollo, la Operación y el Mantenimiento de las Redes LAN de Subestaciones (ST/MT), y puestos de conexión y medida en 63kV y 31.5kV, que se vienen instalando en la red de Distribución de UTE bajo los conceptos de la norma IEC 61850, se analizó y se determinó la necesidad de realizar mejoras en el diseño del cableado estructurado de las Redes de Comunicación internas a dichas instalaciones. Luego de ser analizado en el ámbito del Grupo de Análisis de Protecciones y Telecontrol de Distribución (UTE), en el marco del Proyecto de Automatización de Distribución, se desarrollaron las fases de Definición, Proyecto, Normalización y Adquisición de todos los equipos que componen la red LAN de Estación (activos y pasivos).

A partir de lo anterior se prevén las siguientes ventajas:

- Red LAN prácticamente libre de mantenimiento, reduciéndose éste a la sustitución de equipos y accesorios.
- Ahorro en costos de montaje por la fuerte estandarización de la solución.
- Telegestión con supervisión continua de la Red.
- Aseguramiento de la calidad de los materiales.
- Facilidad de configuración de equipos a través de normalización de ajustes.
- Aseguramiento de que aplicaciones IEC61850 funcionen correctamente.
- Sincronización estándar de IEDs en las subestaciones.
- Cyber-Seguridad a las instalaciones de Distribución.
- Separación de la red de transporte de comunicaciones.

La principal característica en la nueva configuración de las Redes de Comunicaciones es el modularidad de la instalación. Los equipos activos y pasivos se montan cual puzzle en las Subestaciones, de acuerdo a la cantidad de IEDs instalados.

Dentro de los equipos activos se introduce por primera vez el Firewall de subestación, a partir

del cual se pueden implementar nuevas funcionalidades tales como:

- Cyber-Seguridad de la Subestación en cuestión.
- Separación de la LAN interna, de la Red de Transporte.
- NATEO interno de direcciones: permite que los IEDs tengan la misma configuración de Comunicaciones.
- Reglas de acceso a dos VLANs: gestión local/remota y tiempo real.

Por otra parte, se rediseña el tablero organizador de fibras (ODF) de la Subestación, de modo de permitir la siguiente configuración de hardware:

- Bastidores Eurocard para control de 8 bahías conteniendo dos Switches redundantes (PRP), además de cassettes (8) que permiten la conexión entre los IEDs y los Switches.
- Equipos centrales de comunicación como Firewall, Switch de Subestación, Redbox y GPS.
- Patchcords y pigtails para interconexión de los equipos.

Este tablero centraliza todas las fibras que pudieren ser necesarias tanto para comunicaciones de IEDs, como fibras dedicadas para

protecciones diferenciales de línea o cable.

Tras análisis de las tasas de falla de los elementos pasivos (FO y accesorios), se prevé adquirir el equipamiento completamente armado en origen evitando así fusiones y reparaciones de FO en campo. Para cada bahía, se prevé un esquema de cableado estructurado, consistente en un jumper (con gran protección mecánica) que une el ODF y la bahía, realizando en el primero el breakout de la fibra en cassettes Eurocard; y en las bahías, a través de conectores con fanout ODVA-LC.

Introducción

La necesidad de mejora de la Gestión del Diseño, del Desarrollo, la Operación y el Mantenimiento de las Redes LAN de Subestaciones (150/22 ⁽¹⁾; 63/31.5; 63/15; 31.5/15; 31.5/6.4 kV) y puestos de conexión y medida en 63kV y 31.5kV, se impulsa por la evolución de los Sistemas de Telecontrol, y su integración con los Sistemas de Protecciones en SEP:

1. Hasta el año 2000 no existen Redes de Datos internas a las Subestaciones en DIS-UTE.
2. Desde el año 2000 a 2010, todavía sin Red de Datos interna, se introduce la Fibra Óptica Plástica, como soporte de la comunicación serial entre la RTU y los Relés de Protección.
3. A partir del 2010, se introducen y las Redes Internas de Datos (Redes LAN), por requerimientos de la evolución de los Sistemas de Telecontrol.
4. Desde el año 2012 a 2016 se introdujeron las primeras aplicaciones que funcionan bajo el estándar IEC61850, consolidando el uso de Redes LAN en Subestaciones.
5. En 2016 se abordan la mejora de los Procesos de Desarrollo y Mantenimiento de la Infraestructura de Redes Internas, las aplicaciones y esquemas IEC61850, y los requisitos de Cyber-Seguridad necesarios, a través de una fuerte Normalización.

Las principales especificaciones básicas del Proceso antes mencionado consisten en:

1. Definición de equipamiento activo y pasivo:
 - Cableado industrial (libre de mantenimiento, apto para intemperie) estructurado y modular, certificable.
 - Adopción estándar Eurocard en ODF, incluyendo switch de bahía.
 - Alimentación de los equipos del panel ODF mediante distribución MBTS.
 - Uniformización a conectores tipo LC (simplex), y tipo MTP o MPO para conexiones multifibra.
 - Sincronización dentro de banda, IEEE1588-2 (PTP) con respaldo NTP, reemplazando el uso de IRIG-B.
 - Esquemas con redundancia PRP para subestaciones de mayor criticidad.
 - Inclusión de Firewall para perímetro de Cyber-Seguridad en la red LAN.

Tabla asignación clase "C", red Interior			
Rangos	Aplicación	Paneles	Cantidad
1	Protección Multifunción, 21, 87L de redes ST	30kV	30
30			
31		60 kV	20
50			
51			
51	Protección Diferencial	87T TR1/87L C1	1
52		87T TR2/87L C2	1
53		87T TR3/87L C3	1
54		87T TR4	1
55		87T TR5	1
56	Reserva		15
70			
71			
	SSAA-AC		5

Tabla 1. Direcciones internas de IEDs.

2. Inserción de Cyber-seguridad:

- Normalización y uso invariante del direccionamiento IP en todas las plantas (NAT).
- Definición de políticas de Cyber-Seguridad.

3. Proceso de adquisición del equipamiento.

- Disminución de costes, considerando inversión, operación y mantenimiento.

4. Normalización de la Materiales, Instalación y Procedimientos:

- Estandarización de todas las instalaciones de Redes LAN de Subestaciones.

5. Desarrollo aplicaciones bajo norma IEC61850.

En el presente documento se exponen los puntos más relevantes del proceso de Digitalización de Subestaciones MT/MT en DIS-UTE.

Infraestructura de la Red LAN

La principal característica en la nueva configuración de las Redes de Comunicaciones internas a las Subestaciones, es la modularidad de la instalación. Los equipos activos y pasivos se montan cual puzzle en las Subestaciones, de acuerdo a la cantidad de IEDs instalados.

Como resultado se llegó a una Instalación gestionable, de bajo costo de mantenimiento y operación, fácilmente ampliable, por su característica modular.

Configuración general

Se prevé un esquema completamente modular, con equipamiento activo y pasivo que permite lograr los objetivos planteados en el estudio.

La conectividad completa que se aprecia en la **Figura 1**, prevé una conexión simple o redundante (PRP), de los IEDs a los equipos de comunicación.

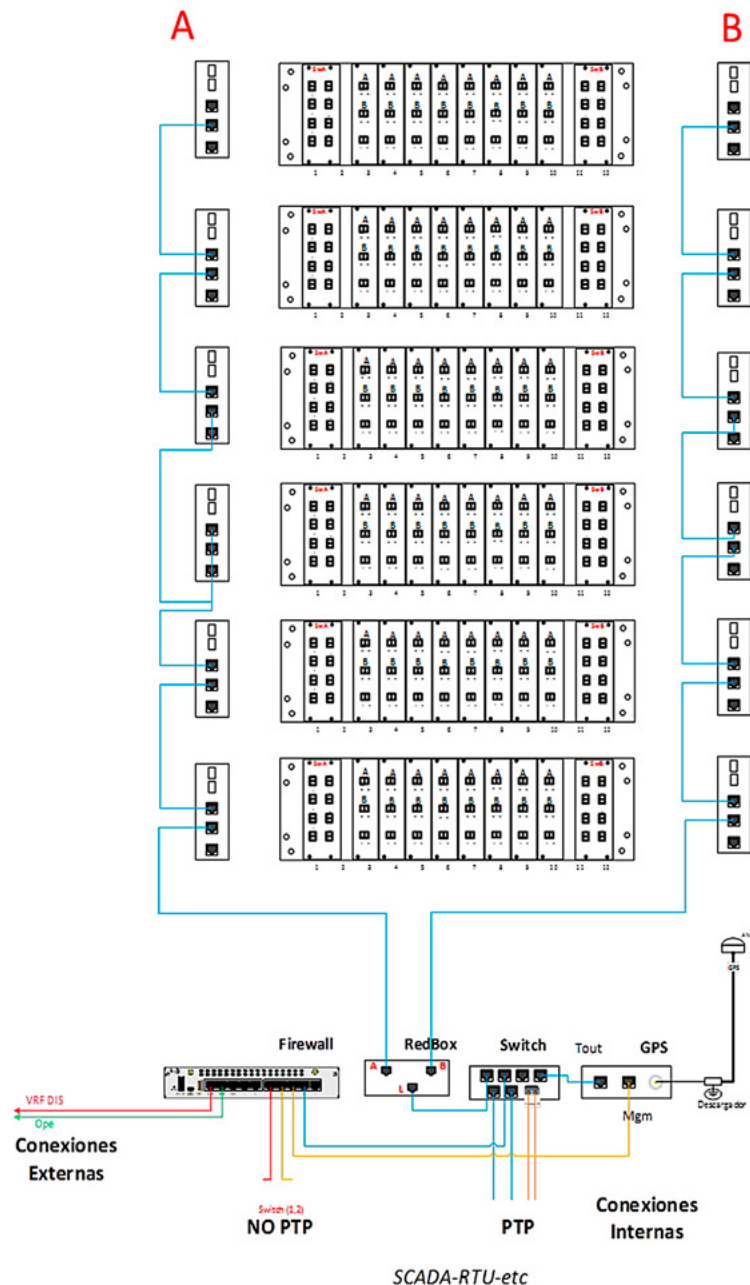


Figura 1. Frente de bastidor Eurocard.

Este esquema permite la sincronización de todos los IEDs mediante el protocolo IEEE1588-2.

En la **Figura 2** anterior se aprecian los elementos interiores al ODF y su interconexión:

1. Bastidores Eurocard (máximo 6):

Permiten el patcheo del jumper proveniente de la bahía y frontalmente la conexión a los Switches de ba-

hía (puertos LC-FX), a través de los cassettes MTP-6xLC. Los bastidores se discriminan por niveles de tensión permitiendo una inequívoca interpretación de la conectividad de cada bahía.

2. Cassettes Eurocard MTP-6xLC:

El diseño se ajustó para las dos conexiones PRP (canales A y B), provenientes de la bahía, además de la restante reserva.

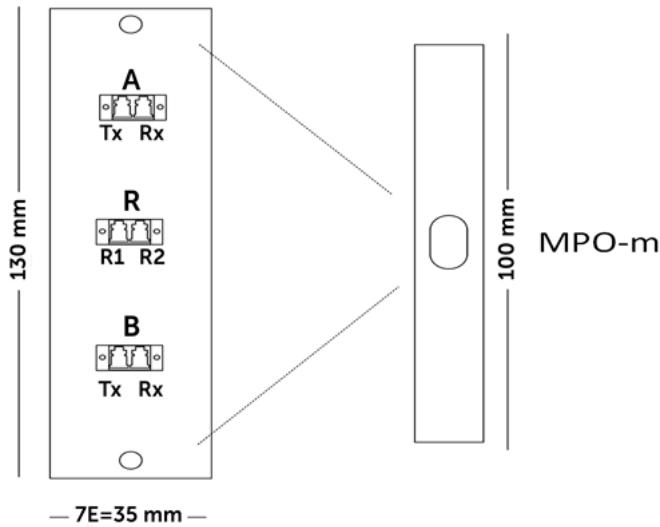


Figura 2. Cassette Eurocard.

3. Switch de Bahía

Switch de acceso a los IEDs. Los mismos concentran las conexiones provenientes de las bahías.

4. Equipamiento Central

Consta de un Switch Central, el reloj y antena GPS, y el dispositivo RedBox para conexión entre la red Legacy y PRP.

5. Firewall de Estación

Oficia de frontera con las redes de transporte de telecomunicaciones.



Figura 3. Acceso Jumpers de bahía en ODF.

Cableado Estructurado de FO

El cableado de FO entre cada IED y el ODF, consta de tres partes:

1. Un cassette Eurocard por bahía (IED) para breakout en ODF, agrupados de a 8 en bastidor de altura 3U.

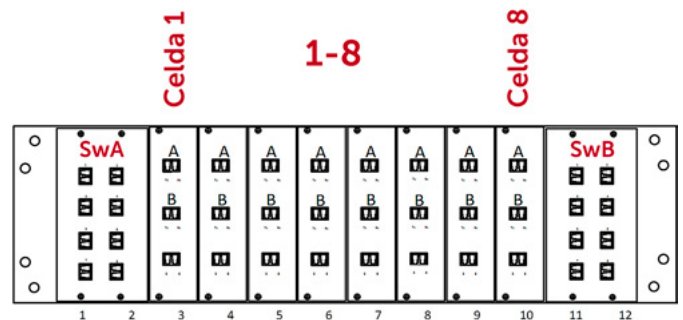


Figura 4. Frente de bastidor Eurocard.

2. Jumper de FO de largos predefinidos (12, 24, 36, 48 m) con las siguientes características:

- Fibra OM2, outdoor, gran Resistencia mecánica: Crush 4000N/m, Strength 1200/450N.
- Conectores MTP (lado ODF) y MPO-ODVA IP67 (lado IED).

3. Fanout MPO-ODVA IP67 a 6xLC

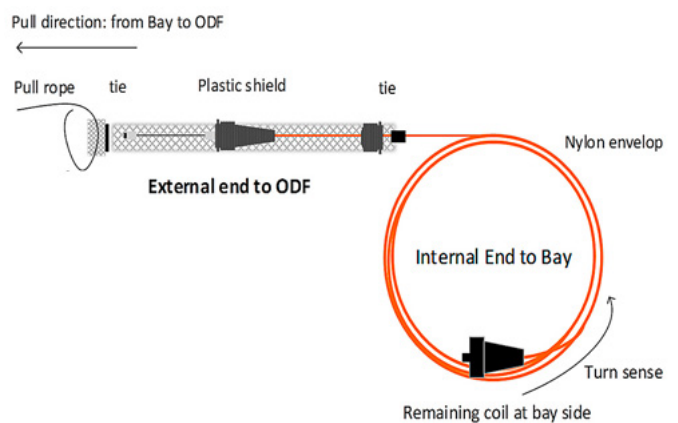


Figura 5. Jumper de FO.

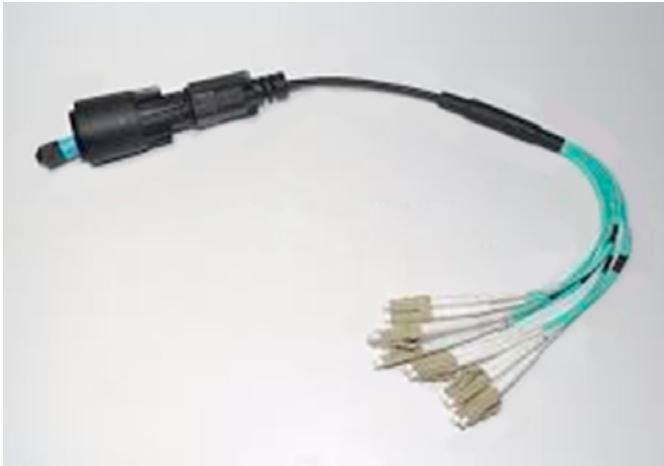


Figura 6. Jumper de FO.

Equipos Activos y Configuración

1. Switch de Bahía

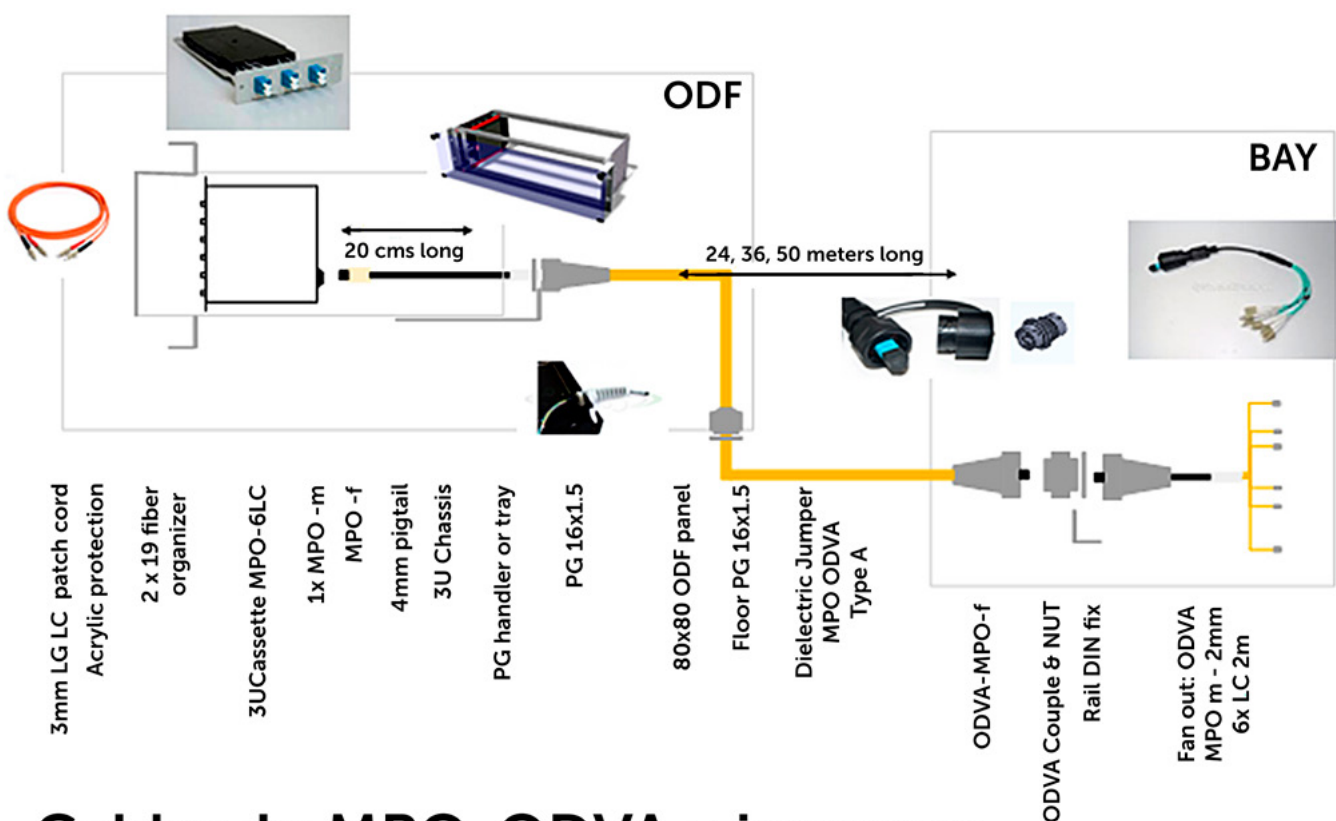
Las conexiones de todos los IEDs, se realizan en Switches “de Bahía” customizados, dispuestos a los

lados de los cassettes de fibras en el bastidor Euro-card, tal como se aprecian en la **Figura 4**.

UTE participó del diseño de estos equipos, en conjunto con los potenciales proveedores. Ello permite la adecuación total del equipamiento, al diseño de la instalación.

Las características definidas fueron:

- 8 interfaces LC 1310 nm, 100FX.
- 2 Uplink UTP 1G.
- IEC61850-9-3 power profile.
- IEEE1588v2 (PTP).
- Diseño mecánico de acuerdo a estándar Eurocard.



Cableado MPO-ODVA e insumos

Figura 7. Cableado Estructurado FO.

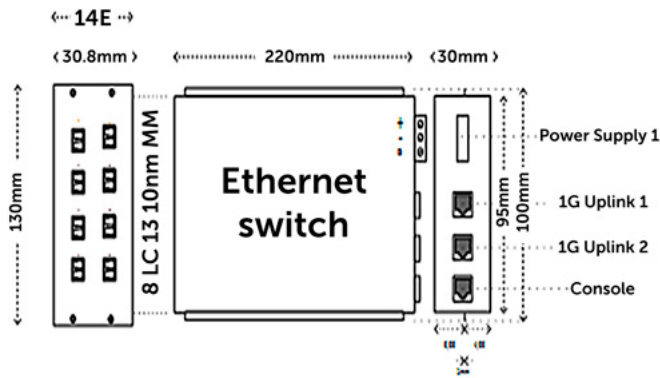


Figura 8. Switch de Bahía

2. RedBox

De acuerdo a IEC62439-cláusula 4, este equipo convierte las conexiones (A y B) del PRP en la conexión Legacy hacia el centro de la Red, y viceversa.

Algunas características destacables son:

- 3 puertos UTP Ethernet 1G.
- IEC61850-9-3 power profile.
- IEEE1588v2 (PTP).

3. Switch Central

Conecta todos los elementos de la red, permitiendo la comunicación, la sincronización PTP y la separación en VLANs.

- Puertos UTP Ethernet 1G.
- IEC61850-9-3 power profile.
- IEEE1588v2 (PTP).

4. Firewall

El Firewall, que como se mencionó es la frontera con las redes de transporte, se seleccionó de acuerdo a los siguientes criterios:

- Buen desempeño comprobado en ambientes industriales.
- Soporte VPNs (para futuro).
- Soporte Antivirus, IPS y bundles actualizables.
- Bajo costo.

5. Reloj y Antena GPS

Las características principales de este equipamiento son las siguientes:

- Calidad: TCXO.
- Holdover: 5µs/h.
- 1588v2 (PTP).
- Power Profile IEC 61850-9-3.
- 2 Ethernet Interface 100MB or 1G UTP.
- NTP & SNTP server and client services.
- Internal Backup function: GPS servo-NTP slave.

Gestión del Sistema

Sistema de Gestión

Los sistemas de gestión para los equipos de Comunicaciones, Control y Protecciones a implementar se diseñan siguiendo la división administrativa y geográfica de la empresa, respetándose la separación y restricciones de acceso por Regional.

Lo anterior se logra en base a un acuerdo de servicio con el proveedor interno de Transporte de Comunicaciones.

En la figura siguiente se aprecian las divisiones y las zonas IP (subredes) de cada una de las áreas geográficas:



Figura 9. Distribución de Subredes.

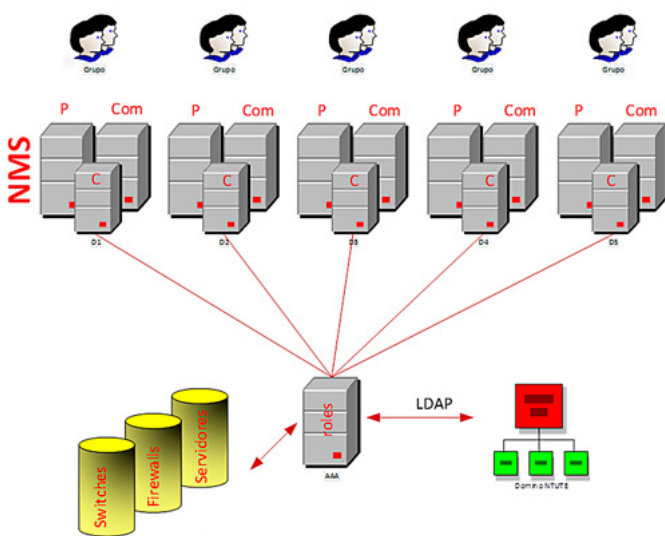


Figura 10. Arquitectura de Servidores.

En la **Figura 10** se observa la arquitectura lógica de servidores de gestión a implementar. Cada sistema específico y cada regional se dividen lógicamente en máquinas virtuales, centralizadas en un HW con redundancia, alimentación segura, dentro de un datacenter.

Conclusiones

Con la implementación de estos cambios, para la mejora de gestión del Diseño, Desarrollo, Operación y Mantenimiento de las redes LAN de Subestación, enmarcados en el Proceso de Digitalización de Subestaciones se logra:

- Contar con una Red LAN prácticamente libre de mantenimiento, reduciéndose éste a la sustitución de partes (equipos pasivos y activos).
- Estandarizar la solución técnica a efectos de asegurar la calidad de la instalación final, optimizando costos de inversión.
- Contar con Gestión y Supervisión continua de la Red LAN de Subestaciones.
- Facilitar la configuración de equipos a través de normalización de ajustes. La configuración estándar de IEDs y equipos de comunicaciones hace posible, que con mínimos cambios de ajustes, se configuren los equipos para cualquier ubicación de la red.
- Asegurar la confiabilidad de funciones de protección y control implementadas bajo IEC61850.
- Una sincronización óptima y estándar de IEDs en las subestaciones.

- Introducir métodos de Cyber-Seguridad en las instalaciones de Distribución, generando políticas a ese respecto.
- Delimitar las zonas de Cyber-Seguridad (Gestión y Bus de Estación), dentro de la Subestación.
- Separar la Red LAN de la Red de Transporte de telecomunicaciones.
- LAN: Local Area Network.
- MBTS: Muy Baja Tensión de Seguridad.
- MT: nivel de tensión de Media Tensión (en UTE 22, 15, 6.4 kV).
- NTP: Network Time Protocol.

Anexo: Abreviaturas y Definiciones

- Breakout: separación de un cable multifibra en fibras Simplex, para su conexión.
- DIS: Área Distribución de UTE.
- Eurocard: formato estándar europeo para placas de circuito impreso, que pueden conectarse en subbastidores estandarizados según IEC 60297.
- FO: Fibra Óptica
- Grupo de Análisis de Protecciones y Telecontrol: Grupo de trabajo permanente conformado por representantes de todas las unidades operativas y de staff, vinculados al SCADA, las Protecciones y las Medidas dentro del área Distribución, en UTE.
- IED: Intelligent Electronic Device
- IRIG-B: Protocolo desarrollado por Inter-Range Instrumentation Group, para sincronización de IEDs.
- ODF: Panel Organizador de Fibras.
- ODVA/MPO/LC-FX: Tipos de conectores de Fibra Óptica.
- OM2: Clasificación de FO según ISO1180.
- PRP: Parallel Redundancy Protocol.
- PTP: Precision Time Protocol.
- Red Legacy: red tradicional de comunicaciones, al producirse un cambio de tecnología.
- RTU: Remote Terminal Unit.
- SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition.
- SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.
- ST: nivel de tensión de Sub-Transmisión (en UTE31.5 y 63 kV).
- TCXO: Temperature Compensated Crystal Oscillator
- UTE: Usinas y Trasmisiones Eléctricas del Estado.

Eficiencia energética: alternativa de transformación para una empresa de generación de energía con un enfoque de sostenibilidad, competitividad, productividad y de responsabilidad por el medio ambiente.

Caso de estudio central hidroeléctrica San Carlos - Colombia

Mejor trabajo

Área 4 – GENERACIÓN

Autor

Carlos Alberto Serna

Empresa

ISAGEN, S.A. E.S.P

Ubicación: Colombia

E-Mail: caserna@isagen.com.co

Abstract—Application of methodology to reduce energy consumption in auxiliary services of the San Carlos station owned by ISAGEN, seeking a focus on sustainability, competitiveness, productivity and responsibility for the environment.

Palabras clave—Eficiencia energética, Gestión integral energética, cambio climático, optimización, productividad, competitividad, cambio climático, medio ambiente.

Resumen

Una de las formas que ayuda a mitigar el cambio climático es transformar la manera en como la energía se produce, se distribuye y se consume.

En la actualidad la conciencia y cultura de eficiencia energética cobra cada vez más importancia en el ámbito industrial, ya que la energía se ha convertido en insumo importante en el costo global de la producción para cualquier tipo de industria.

Las ineficiencias operacionales en el proceso de transformación energética no solo se ven en el uso final como industria, comercio, transporte o residencial, sino también en los centros productivos de generación de energía eléctrica que son focos importantes de mejora en el uso de la energía que demandan sus equipos auxiliares. En la revisión del estado del arte no se logra evidenciar casos de una GIE (gestión integral energética) o un modelo organizado que ayude a la optimización del proceso para centrales de generación, solo se encuentran casos de éxito en sistemas particulares como corrección de factor de potencia, implementación de VDF, controles en calderas de plantas térmicas para la mejora en la eficiencia de la combustión.

Para el caso de la central San Carlos se implementa una metodología con una mirada transversal a toda la cadena productiva del proceso de generación de energía, desde la óptica cultural en eficiencia energética, implementación en cambios tecnológicos y la construcción del modelo matemático que representa los comportamientos de los consumos energéticos asociados y no asociados a la generación de energía, este último con el fin de obtener teóricamente por metodologías heurísticas y de optimización los mejores indicadores de desempeño energético de la central.

Como estrategia en la implementación se trabajó en los siguientes aspectos:

1. Cultura energética al personal de planta.
2. Se realiza auditoria energética con expertos externos.

3. Se implementa los centros de medida, construye los indicadores de desempeño energético.
4. Se construye modelo matemático de consumos versus producción.
5. Sustitución tecnológica en: fuerza motriz, sistemas de bombeo, iluminación, equipos de aire, corrección de factor de potencia.
6. Implementación de proyectos de optimización: control de bombeo con VDF, control de iluminación y aire acondicionado.

A nivel mundial se tiene como referencia que el indicador de desempeño energético puede variar entre 0.5% a 2.23% de la energía consumida en relación de la energía total producida, esto varío acorde a capacidades, tecnologías de generación etc.

Para el caso de la central San Carlos, dicho indicador puede estar alrededor del 0.6%, equivalentes a full carga a 7.5 MW-h/día, dentro los estudios realizados previos, se estipula una potencia de disminución hasta un 25% de dichos consumos, lo que equivale a la energía promedio de 7.000 hogares en Colombia.

Introducción

La capacidad total instalada de generación de energía en Colombia es de 16420 MW aproximadamente, de los cuales el 67% se produce con hidroelectricidad. La potencia auxiliar utilizada para el proceso de genera-

ción es variable depende del tipo o la fuente primaria, del tamaño y la tecnología que esta disponga, el consumo de los servicios auxiliares puede variar entre 0,2% y 2,23% para el caso de las hidroeléctricas es de 0,32%, según el recuadro que se ve a continuación especifica los valores medios obtenidos después de un estudio realizado en todo el mundo y según el tipo de fuente primaria utilizada para el proceso de generación de energía eléctrica.

TIPO DE PLANTA	POTENCIA DE SERVICIOS AUXILIARES (% de la capacidad instalada)
Hidráulica superficial	0.2
Hidráulica en caverna	0.32
Stig combustible líquido	1.25
Stig gas natural	1.13
Turbina a gas Ciclo Simple gas natural	0.26
Turbina a gas Ciclo Simple combustible liq.	1.13
Vapor con gas natural	4.6
Vapor con carbón pulverizado	7.20
Vapor combustible líquido	5.10
Ciclo combinado gas natural	2.48
Ciclo combinado combustible	2.23

Tabla 1. Tomado de Energy Conservation & Development Division, Dept. of Electrical & Electronic Engineering

El estudio se realizó en la central San Carlos la cual cuenta con 1240MW instalados, con capacidad de generar 892,8GW/h-mes equivalente a un factor de planta ideal del 100%, según la tabla No. 1 la potencia instalada para los servicios auxiliares deber ser de aproximadamente 3.968 MW y la energía máxima que debería consumirse, sin tener en cuenta la energía no asociada al proceso de generación es de 2,856GW/h-mes.

Para dimensionar las cantidades esta energía se podría atender la energía de aproximadamente 19.040 hogares colombianos donde se estipula en un promedio de consumo por hogar de 150KW/h-mes. La eficiencia neta global de la central San Carlos es de aproximadamente de 92%, las perdidas más representativas están en la turbina, generador, transformador y el consumo de energía asociado y no asociado al proceso de generación proveniente a los servicios auxiliares.

El último factor mencionado se impacta fuertemente por: flujo excesivo de agua, fugas internas en los diferentes sistemas de aire, agua e hidráulico, sistemas ineficientes, diseños no óptimos, la falta de optimización operativa de los equipos, envejecimiento de los equipos, obsolescencia tecnología, uso de controles ineficientes, etc.

El presente trabajo tiene como finalidad mostrar los resultados y conclusiones a un diagnóstico energético realizado en la central establecer los potenciales de racionalización e identificar las medidas que deben adoptarse para que la energía se use de forma eficiente sin detrimento de su funcionamiento y del medio ambiente en sistemas o procesos específicos con ayuda de la optimización operativa, con lo anterior se busca poder identificar el consumo óptimo para la central San Carlos.

Busca además la conservación del medio ambiente, aumentar los ingresos operacionales, eficiencia operacional, competitividad en el mercado etc.

Antecedentes

La energía se consume de muchas formas, desde el suministro de recursos vitales como el agua, petróleo y el gas, hasta la iluminación y la calefacción. Mucha de esa energía se consume de forma útil, pero otra gran cantidad de energía no, esto no solo sucede en

los usuarios finales como hogares, industrias, comercio etc., sucede también en las plantas de generación de energía eléctrica.

En el mundo la gestión energética es un tema de interés en especial en las industrias y en las instituciones en países como Estados Unidos de América, en Canadá y en países de la Unión Europea, el costo de la energía es alto, ya que en la composición de su mercado energético la principal fuente de generación son combustibles; igual sucede en casos como Chile y Argentina, donde el parque Industrial se ve afectado por los costos de estos rubros que inciden directamente en el costo de una compañía, y por ende en la rentabilidad de las mismas. La ausencia de políticas orientadas a promover el uso racional energético tiene un impacto negativo en el ambiente, por lo cual las principales empresas que conforman cada uno de los eslabones del mercado energético están, actualmente, desarrollando campañas en busca de la eficiencia energética, este es un tema de interés común para cada uno de los actores del mercado.

A nivel mundial se está trabajando en el tema como se logra evidenciar con la norma ISO 50001 solo en el ámbito industrial, en esta se especifica qué hacer para gestionar el recurso energético de las organizaciones, teniendo en cuenta su importancia dentro de los costos fijos de una compañía; así también que garanticen la continuidad del servicio a partir de mejores niveles de confiabilidad, mejores niveles de vigilancia tecnológica y con alto grado de sostenibilidad conservando el recurso hídrico.

En Colombia no es común hablar de eficiencia energética en una central de generación de energía eléctrica ya que para una planta de generación el costo asociado a la energía y el consumo de la misma son bajos para lo que se puede generar en una planta de electricidad, lo que hay que tener presente es que la optimización del consumo energético en una planta se convertiría en un costo de oportunidad para el productor.

En el estado de arte que se tiene no se identifica cual debe ser el consumo óptimo de una central de generación por sus servicios auxiliares por MW generado, el objetivo es lograr encontrar el óptimo para la central San Carlos y poder extrapolar a centrales del mismo tipo, solo se tiene una capacidad instalada por la capacidad de la central.

La central San Carlos se construyó hace 33 años esto hace que ya gran parte de los equipos asociados al proceso de generación hayan perdido eficiencia operativa, muchos controles fueron construidas con la concepción y tecnología disponible de la época, por ende en la mayoría de sistemas de los servicios auxiliares de la planta se cuenta con potencial en la mejora de la eficiencia energéticas, según estudio realizado por el instituto de energía y termodinámica de la universidad pontifica Bolivariana realizada en el 2016 en la central San Carlos, a los sistemas de bombeos del sistema ARUs de todas unidades de generación reportan que dicho sistema puede aumentar la eficiencia operativa con cambios sustanciales de hasta el 15% de eficiencia, en dichos equipos y sistemas logrando ahorros hasta el 9% de los consumos de los auxiliares.

En la gráfica siguiente podemos ver según reporta la CREG la ineficiencia energética global en Colombia, donde es una cifra importante para la economía del país.

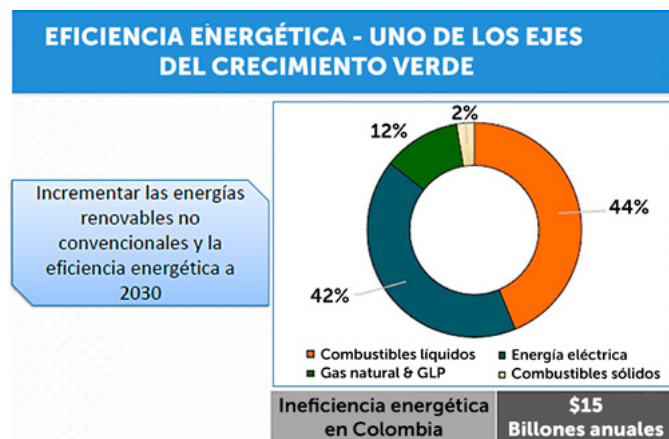


Figura 1. Tomado de CREG 2106.

Metodología y Acciones

Programa de gestión

Se define un programa de gestión para la administración energética programa que consiste en tres fases iniciales según se observa en la **Figura 2**.

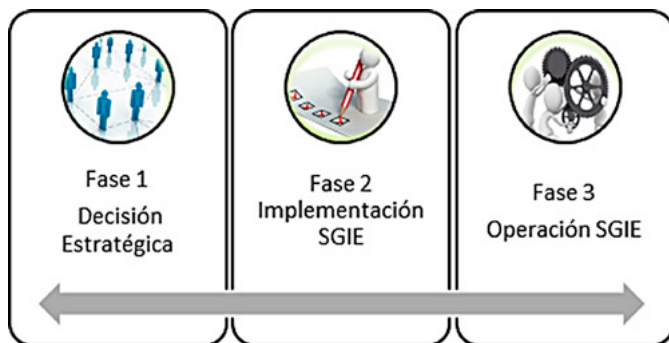


Figura 2. Tomado de cartilla UPME.

En la fase 1 definida como decisión estratégica, se desarrollan pasos importantes en la inicialización del programa como: compromiso de alta dirección, sensibilización, define una estructura organizacional, caracterización energética.

En la fase 2 se define la implementación del sistema, en este se deben de trabajar temas y actividades como auditoria energética para visualizar potenciales, implementación de medidas, preparación del personal técnico, innovación, presupuesto entre otras.

En la fase 3 definida como la operación del sistema, se deben de desarrollar pasos fundamentales como la creación e implementación de indicadores, implementación de proyectos, chequeos con la alta gerencia de retornos y proyectos de alta inversión.

Caracterización energética, construcción de indicadores actuales de consumo y diagrama de Pareto.

La caracterización energética consiste en identificar los procesos que exista una transformación energética

de un tipo de energía a otra o a la misma en condiciones distintas, para ello se debe de plasmar en un plano el proceso general del centro productivo, esto conlleva a definir planes de acción por zonas según el tipo de energético consumido y dependiendo de la forma de su transformación. En la gráfica No 3 se puede observar los procesos de transformaciones que se derivan de la central hidroeléctrica.

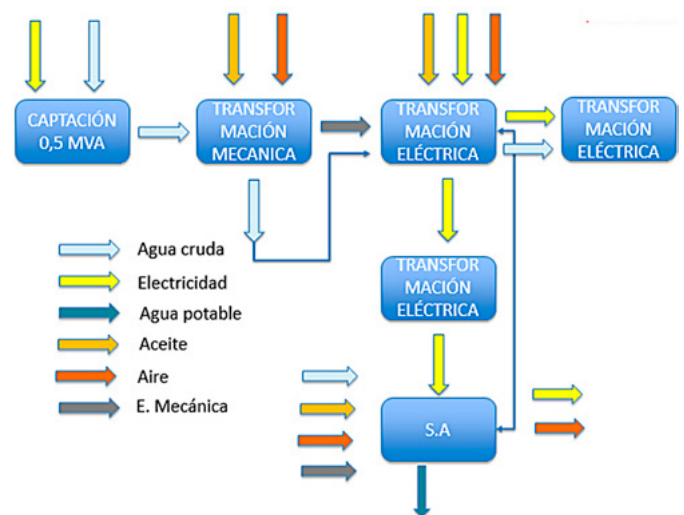


Figura 3. Diagrama de flujos de los energéticos. Construcción propia.

La construcción de indicadores se realiza acorde a los datos históricos de generación, energía entregada al sistema en la misma línea de tiempo, para definir estos indicadores se debe evaluar estadísticamente y matemáticamente el modelo obtenido por los datos procesados, normalmente este tipo de correlaciones de energía vs un producto son de tipo lineal ya sea positiva, negativa o nula, se espera que la gran mayoría sea lineales positivas. En la **Figura 4** se podrá observar el comportamiento de los consumos de servicios auxiliares vs la generación total de la central, como se evidencia allí el comportamiento es lineal positivo, se hacen las pruebas del estadístico t y F y la prueba Q-Q, y se puede definir como lineal según los resultados de lo anterior, en esta grafica se observa que intercepto o energía no asociada al proceso es de 19.276 kWh/día, energía considerable.

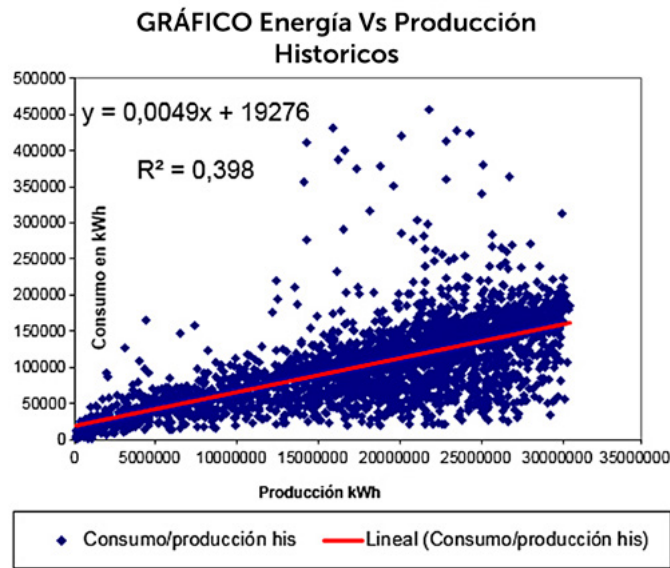


Figura 4. Consumos de servicios auxiliares Vs energía generada. Construcción propia.

Para entender un poco más el modelo presentado en figura 4 se muestra en la ecuación (1).

$$E = mP + Eo \quad (1)$$

E: Energía consumida por auxiliares.

m: Relación o eficiencia de las dos. variables relacionadas.

P: Energía generada por la central.

Eo: energía no asociada al proceso.

Según lo anterior el indicador de la central tomando la media de los datos históricos es de 0.59 kw_h consumidos/kW_h generados, si volvemos a la tabla No 1 este indicador esta por fuera de los limites.

Para la identificación y estratificación de consumos es importante identificar los equipos de mayor consumo y poder generar estrategias para la implementación de proyectos, los equipos de o sistemas de mayor consumo se identifican en la **Figura 5**.

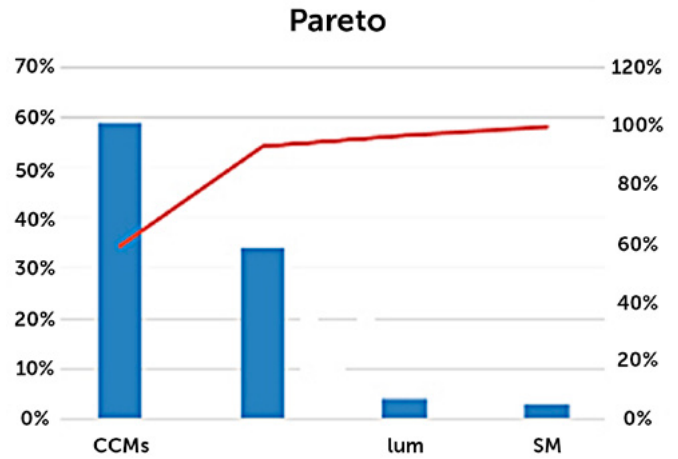


Figura 5. Diagrama de Pareto. Construcción propia.

Construcción de curvas de eficiencia generadores.

Este estudio vincula en cierta medida la optimización de consumos vs la teoría de despacho óptimo, aprovechando además que se adelanta estudios en la Universidad Nacional de Colombia y que ha investigado el tema de la eficiencia técnica como criterio para la optimización del despacho de centrales hidroeléctricas, se tomó la decisión de abordar este tema, con el fin de tener un mejor acompañamiento que lleven a una correcta implementación del programa por parte de la central San Carlos.

Para caracterizar cada máquina se propone obtener la curva de rendimiento para cada unidad en función de la potencia. Para tal fin se usa la ecuación (2), para calcular la eficiencia.

$$\eta = \frac{P \cdot 10^{-3}}{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H} \quad (2)$$

La ecuación anterior relaciona las siguientes variables:

P: potencia eléctrica en kW.

ρ : densidad del fluido en kg/m³.

g: aceleración de la gravedad en m/s².

Q: caudal en m³/s.

H: cabeza neta en m.

Se construye las curvas de eficiencia según como se observa en la **Figura 6**

Teniendo la función de la eficiencia para cada unidad disponible, una optimización para la distribución de la carga puede obtenerse a partir de la maximización de la **ecuación (3)**.

$$\max \eta_T$$

$$\eta_T = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{\sum_{i=1}^n \eta_i} \quad (3)$$

Al tener la ecuación de la eficiencia total, se puede observar que la ecuación resultante, (al expandir la sumatoria) es una función de ocho variables, en dicha ecuación cada variable se representa la potencia activa de cada unidad, lo cual quiere decir que la función a maximizar u optimizar es una función multivariable, en la cual cada variable está sujeta a unas restricciones, donde las restricciones son los límites operativos de cada unidad, estas restricciones obedecen a que

cada unidad debe de operar a una potencia mayor o igual que, pero no superar la máxima potencia que puede entregar.

De acuerdo a la revisión de la literatura para optimización de funciones multivariables con restricciones, la forma de resolver este tipo de problemas, es usar la técnica de multiplicadores de Lagrange. Lo anterior se debe considerar el consumo de auxílieles como variable adicional.

Auditoria energética

La auditoría energética es importante ya que en ella se identifican los potenciales que se tienen para la reducción de los consumos de energía, dicha auditoria se realiza con ayuda del instituto de energía y termodinámica de la universidad pontificia bolivariana, esta se obtiene un panorama claro de inversiones acorde a los indicadores económicos de cada proyecto específico. En la auditoria tuvo como alcance tanto la parte térmica (líneas hidráulicas, sistemas de bombeos, compresores, chiller, UMAS etc.), y parte eléctrica (motores, cableado, iluminación, transformadores etc.)

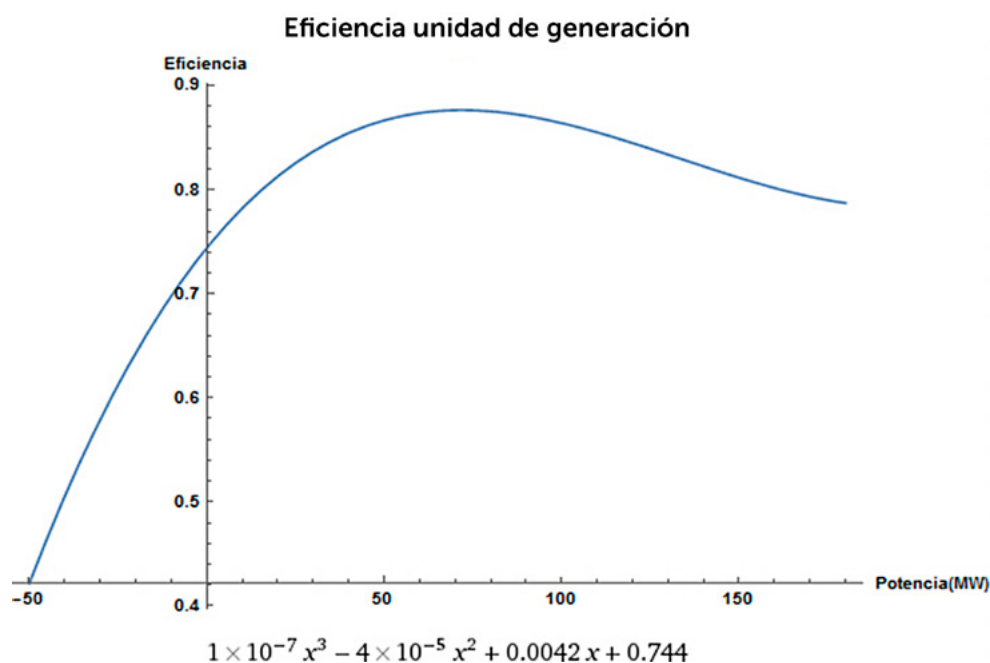


Figura 6. Curva de eficiencia de unidades. Construcción propia.

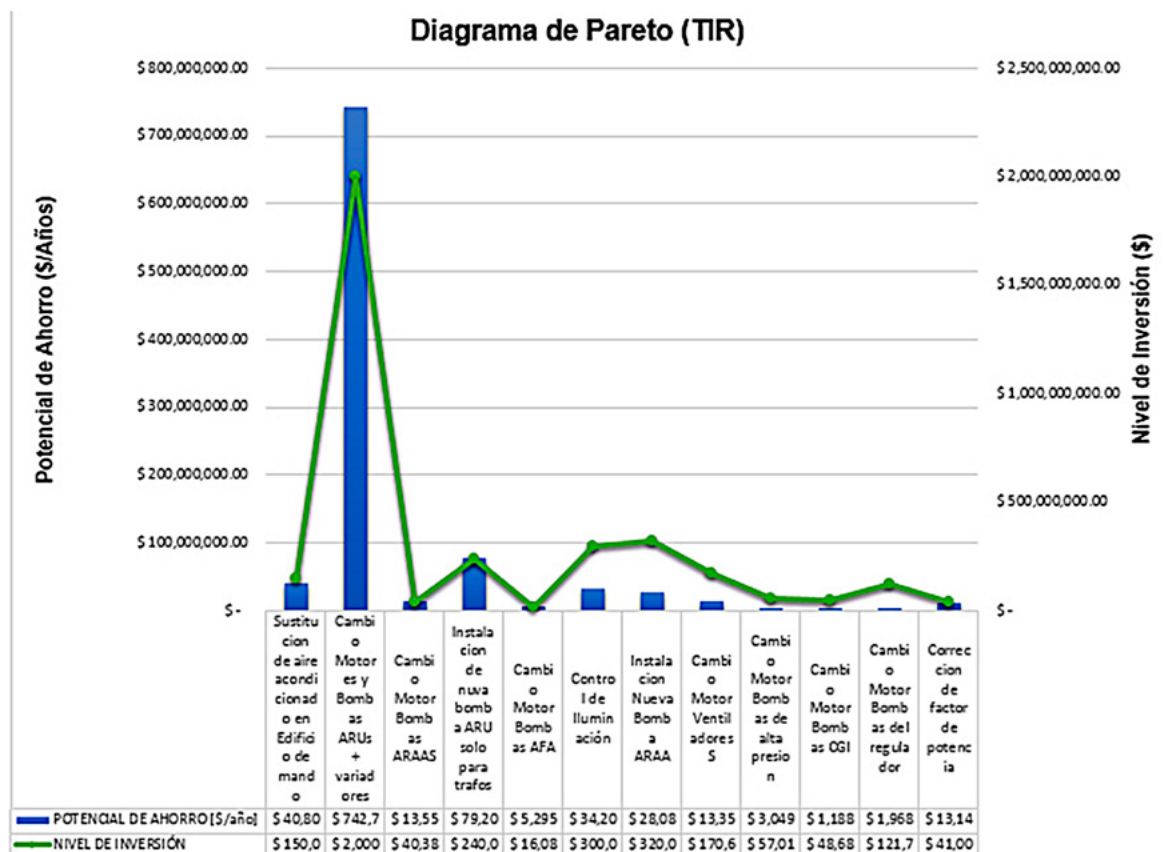


Figura 7. Nivel de inversión Vs tiempo de recuperación. Construcción propia.

Cambios tecnológicos en iluminación, motores, bombas, implementación de bancos capacitivos, entre otros como proyectos de optimización, instalación de centros de medida por carga, variadores de velocidad entre otros.

Iluminación:

Las luminarias más utilizadas en la central eran las halógenas, fluorescentes de baja intensidad, todas estas luminarias fueron sustituidas paulatinamente desde el 2013 a iluminación LED, estas últimas con mayor eficiencia que las anteriores, al 2017 toda casa de máquinas de la central San Carlos cuenta con iluminación LED. Adicional se instalan sensores de ocupación y control de iluminación eficiente. Estos sensores activan la iluminación cuando se detecta la ocupación y da OFF de nuevo después de un período de tiempo establecido, cuando no hay ocupación o movimiento detectado. Están diseñados para anular manuales Interruptores incorporado.

Actividades propuestas:

1. Circuitos de temporizador
2. Conexión de dispositivos fotográficos a la iluminación
3. Reducir el voltaje de funcionamiento ajustando la iluminación (Siempre que sea posible)
4. Para las aplicaciones de alumbrado público se previene celdas solares

Motores:

A nivel mundial los motores eléctricos son los usuarios de mayor consumo de energía eléctrica en plantas industriales.

Aproximadamente entre el 60 y 70 % del consumo de energía eléctrica de una industria corresponde a equi-

pos electromotrices tales como ventiladores, bombas, compresores, bandas transportadoras, etc.

En la transformación de energía eléctrica en mecánica (que tiene lugar en un motor), una parte de la energía eléctrica tomada de la red se convierte en calor, constituyendo lo que son las pérdidas de un motor.

El circuito equivalente del motor está representado por la siguiente figura No 8, donde X_{sta} , R_{sta} son la reactancia y la resistencia que representa el bobinado del estator, L_a R_c y la X_m representa la impedancia del entre hierro y sirven para calcular las pérdidas de magnetización la X_{rot} y la R_{rot} representan la impedancia del rotor, la s es deslizamiento al que está sometido el motor y se calcula con la diferencia entre la velocidad síncrona y asíncrona

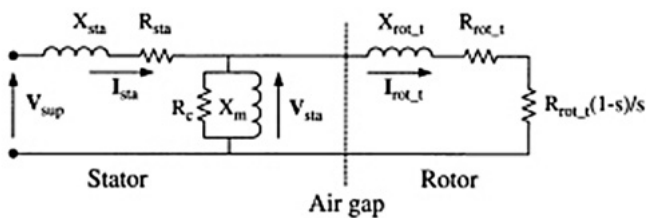


Figura 8. Circuito Equivalente motor de inducción. Tomado Electrical Energy Conversion and Transport: An Interactive Computer-Based Approach, by George G. Karady and Keith E. Holbert.

La siguiente figura ilustra las perdidas asociadas a un motor de inducción, la potencia transferida a través del entrehierro por el gap es la potencia de entrada (P_{sup}) menos las pérdidas del cobre del estator y la pérdida de magnetización (hierro del estator). La potencia eléctricamente desarrollada (P_{dv}) es la diferencia entre la potencia del entrehierro (P_{ag}) y las pérdidas del rotor. Eléctricamente la potencia desarrollada se puede calcular a partir de la potencia disipada.

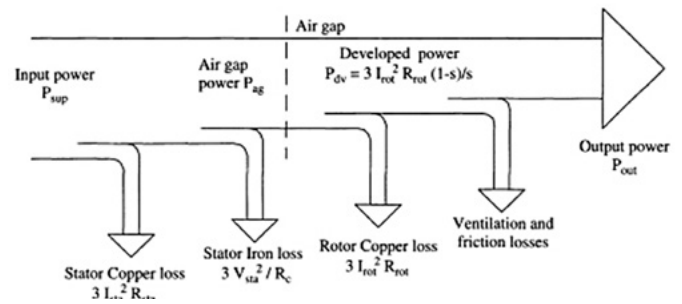


Figura 9. Pérdidas asociadas a un motor de inducción. Tomado Electrical Energy Conversion and Transport: An Interactive Computer-Based Approach, by George G. Karady and Keith E. Holbert.

La eficiencia de un motor esta dada por la ecuación (4).

$$n = + \frac{P_u}{P_e} = \frac{P_{util}}{P_{util} + P_{perdidas}} \quad (4)$$

El cálculo exacto de las pérdidas no es fácil de determinar, dada la gran variedad de formas constructivas y de los tipos de ventilación, sin embargo, actualmente existen varias metodologías como, método del deslizamiento, método de las corrientes, método del circuito equivalente y método estadístico. Este último es el que se viene aplicando en la central basada en el cálculo del factor de carga y en la tabla NEMA MG10.

El factor de carga se calcula según ecuación (5):

$$FC = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \text{ medida} \frac{1}{n}}{P_{nominal} \frac{1}{eff}} \quad (5)$$

En la figura se ve un ejemplo de la construcción de una curva de eficiencia de un motor de una bomba ARU (Bomba del sistema de refrigeración de trafos de potencia).

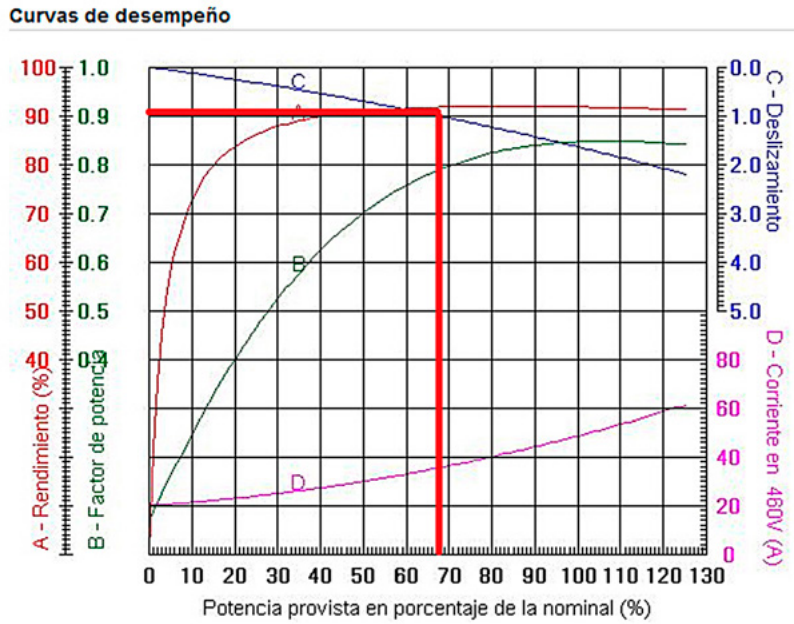


Figura 10. Curvas de desempeño motor ARU no 11. Construcción propia.

Transformación:

El transformador es una maquina eléctrica, que transforma energía eléctrica a energía eléctrica a diferentes niveles de tensión, se compone de dos partes fundamentales de estator y núcleo. El balance de potencias de un transformador se ve en la **Figura 11**, en las **ecuaciones 6 al 9** se obtienen todas las potencias del transformador y el cálculo de pérdidas.



Figura 11. Flujos de potencias de un transformador.

$$P_{entrada} = P_p = \sqrt{3}V_p * I_p * \cos\theta \quad (6)$$

$$P_{salida} = P_s = \sqrt{3}V_s * I_s * \cos\theta \quad (7)$$

$$P_{perdidas} = P_o + P_{cu} = P_o + c^2 * P_{cc} \quad (8)$$

$$C = \frac{S}{S_n} \quad (9)$$

$$n = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} \quad (10)$$

$$n = 1 - \frac{P_{perdidas}}{P_{salida} + P_{perdidas}} \quad (11)$$

$$n = 100\% - \left(\frac{P_o + C^2 * P_{cc}}{c * S_n * \cos\theta + P_o + C^2 * P_{cc}} \right) * 100\%$$

Las ecuaciones de la (9) a la (11) representan la manera de hacer los análisis de rendimiento, el factor de carga ideal se calcula según la ecuación (12).

$$C = \sqrt{\frac{P_o}{P_{cc}}} \quad (12)$$

Según lo anterior se toma acciones como:

1. Redistribución de cargas.
2. Desenergizar el trafo por alta cuando sea posible.
3. Nuevas prácticas de mantenimientos en transformadores.

4. Corrección del Fp, se muestra en el numeral IV.

Bancos capacitivos:

Para la corrección de factor de potencia en los sistemas auxiliares se fija como punto a corregir las barras principales de distribución, se asume que el FP* denota como el factor de potencia referente de los sistemas auxiliares, Paux y Qaux denotan la potencia activa y reactiva respectivamente. Para ello denotamos el algoritmo en estado estable del factor de potencia según ecuación (13).

$$\Delta Q^*_{aux} = P_{aux} * \tan(\cos(FP^*) * 1^{-1}) - Q_{aux} \quad (13)$$

Las ventajas de corregir el factor de potencia se dividen en:

1. Aumento de la capacidad de transporte por líneas
2. Aumento de la capacidad de transformación
3. Disminución de las caídas de tensión
4. Reducción de pérdidas

El aumento de capacidad en transformadores se define por la ecuación (14).

$$kW2 - kW1 = kVA * (\cos\theta1 - \cos\theta2) \quad (14)$$

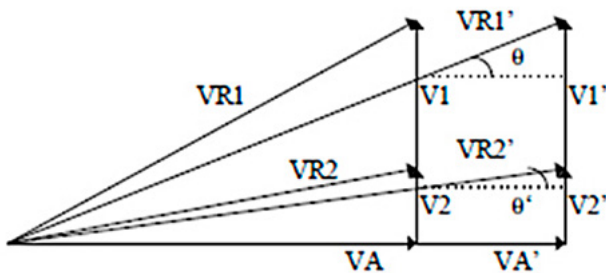


Figura 12. Esquema de triángulos efecto de la corrección del FP.

En las ecuaciones (15) y (16) se determinan las reducciones de pérdidas en transformadores

$$\Delta P = \left[\frac{(P_1 - P_2)}{P_1} \right] * 100\% \quad (15)$$

$$\Delta P = \left[1 - \left(\frac{\cos\phi1}{\cos\phi2} \right)^2 \right] * 100\% \quad (16)$$

Las acciones tomadas para este caso fue instalar bancos capacitivos acorde al cálculo en estado estable de los kVAR requeridos en las barras principales de los CCMs.

I. Bombas.

Teniendo en cuenta que uno de los principales focos de atención en potencial de disminución de consumo son los sistemas de bombeo se analizan todas las bombas acordes al punto de operación real. Eficiencia: Es la relación entre la potencia hidráulica o potencia útil de bombeo y la potencia demandada para generar dicha potencia hidráulica. Los fabricantes reportan en los catálogos un valor conocido como eficiencia hidráulica que se calcula como la relación entre la potencia hidráulica y la potencia al eje. Nótese que existen otras eficiencias asociadas al motor y a la transmisión de potencia, de modo que la eficiencia global de la motobomba es el producto de todas las eficiencias asociadas al bombeo. La eficiencia reportada en el resumen de cada una de las bombas corresponde a la eficiencia global.

Es importante anotar que la eficiencia varía con el punto de operación de la bomba, por lo tanto, una bomba con una eficiencia baja no necesariamente es defectuosa, simplemente opera en un punto inadecuado, como acciones se toman los puntos de operación y se obtienen las curvas, así como se puede observar en la Figura 13.

Se procede al cambio paulatino de las bombas ARUs y ARAAS, según especificaciones requeridas.

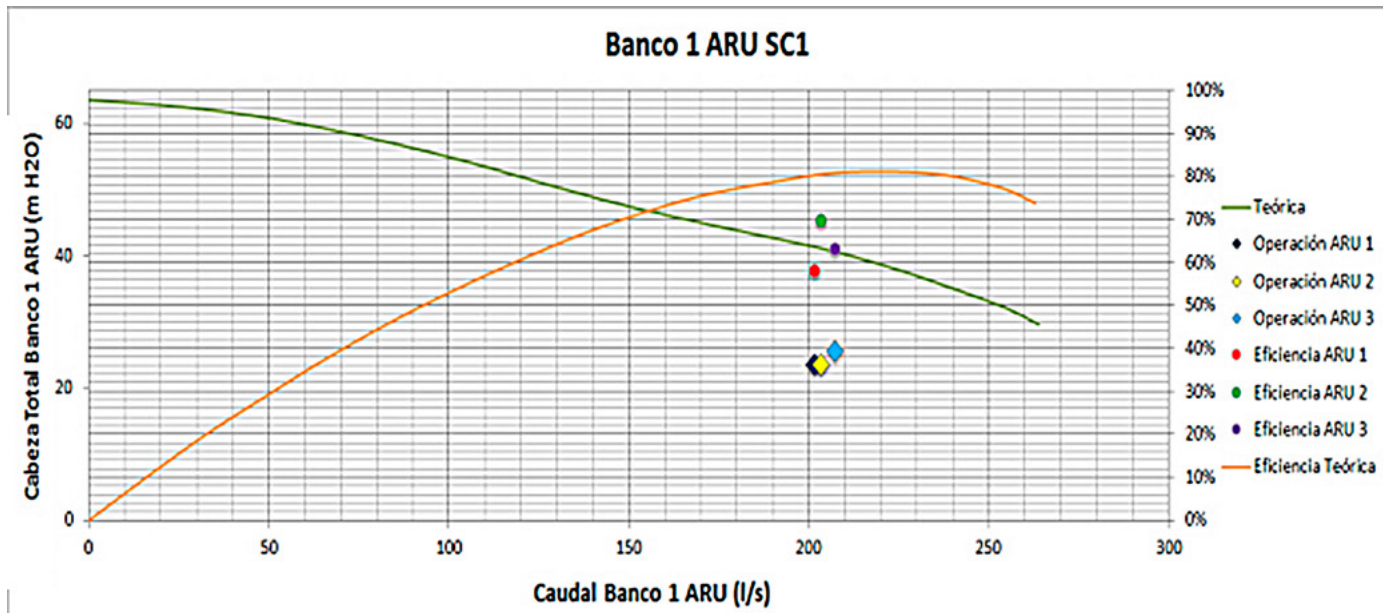


Figura 13. Curva de eficiencia Banco 1 ARU 1.

Otras acciones.

1. Instalación de centros de medida.
2. Diseño del control con variadores de velocidad para optimizar el sistema de bombeo acorde a las temperaturas de proceso bombas ARUs.
3. Disminución de pérdidas por efecto JOULE en acometidas de baja tensión.

Resultados

A continuación, se muestran resultados específicos del cambio del motor de dos bombas y como resultado final la disminución global de consumos de servicios auxiliares de la central.

Según la **Figura 14** se evidencia una reducción de potencia del motor de inducción asociado a esta bomba, considerando un precio de kW_h a \$150 se obtienen

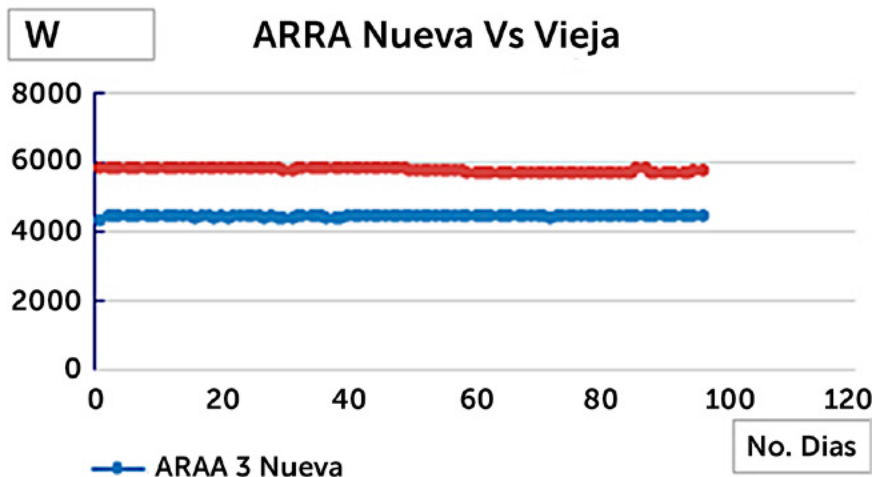


Figura 14. Reducción de potencia Bomba ARAA.

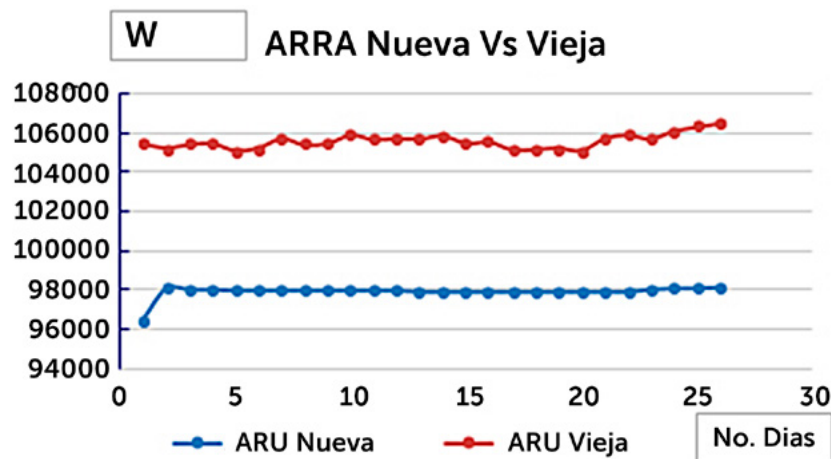


Figura 15. Reducción de potencia Bomba ARU No 12.

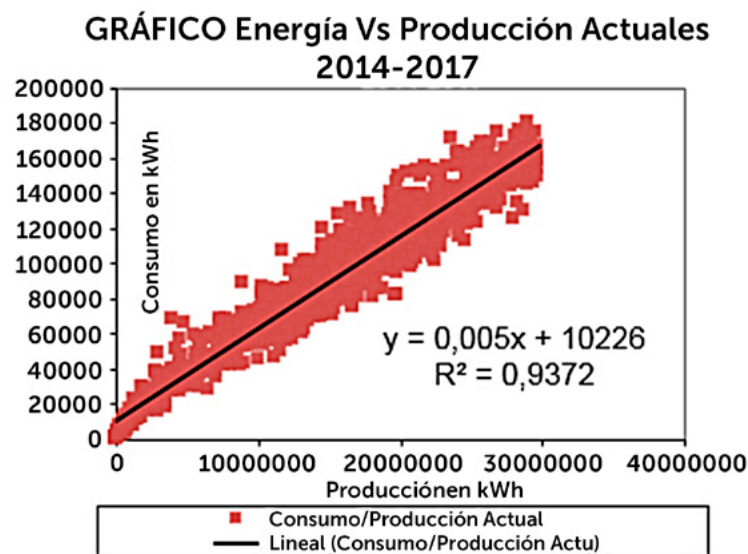


Figura 16. Consumos de servicios auxiliares Vs energía generada actuales. Construcción propia.

ahorros anuales de aproximadamente 15 millones de pesos, con un tiempo de recuperación de 5 años cumpliendo con los análisis financieros exigidos por la compañía.

En la **Figura 15** se muestra la comparación de consumos de los motores de la bomba ARU No 12.

Considerando el mismo precio del kW/h se obtienen ahorros de 7 millones de pesos anuales, con un tiempo de recuperación de 4.5 años.

Como resultados globales se muestra en la siguiente grafica el nuevo modelo y la nueva tendencia de los consumos acorde a los cambios ya mencionados.

Se toma como referencia desde el año 2014 ya que desde acá se viene trabajando en la implementación del programa.

Si comparamos las dos ecuaciones del modelo matemático se observa que los consumos base o consumos no asociados al proceso de generación disminuye notablemente, esto lo refleja en gran parte el consumo de iluminación por ser mucho más eficiente, adicional encontramos una correlación más ajustada pasa de 0.39 a 0.93 lo cual indica que el modelo está más ajustado para las dos variables analizadas.

La pendiente da un poco mayor, pero tiene una justificación técnica ya que las bombas ARUs en el 2016 la

gran mayoría de ellas perdieron eficiencia operacional, para garantizar la operación del sistema se tuvo que adicionar las bombas de respaldo de dicho sistema para garantizar el caudal mínimo técnico esto como consecuencia hace que la pendiente en la ecuación matemática aumente.

A continuación, se mostrará los ahorros medios acorde a la generación de energía, **Tabla 2**, vale la pena resaltar como el modelo es lineal el ahorro es igual para cualquier caso de despacho o de generación de la planta, adicional se toma como referencia un precio de kW_h de bolsa de \$150.

Conclusiones

- Con los resultados obtenidos se puede concluir que la energía consumida en una central hidroeléctrica se puede llegar a optimizar sin generar riesgos operativos para la misma.
- Como trabajo posterior se puede llegar a modelar en matlab y con metodologías de optimización obtener el indicador de consumo vs producción el más eficiente.

- Dentro del desarrollo del proyecto es evidente que la cultura organizacional es de vital importancia.
- Se puede concluir que para el mercado energético colombiano se podría llegar a regular la energía consumida para los centros productivos, esto como potencial factor en la economía colombiana.

Referencias

- Arocena. P.; Waddams Price, C. (2002). Generating efficiency: economic and environmental regulation of public and private electricity generators in Spain. *International Journal of Industrial Organization* 20 (1), 41–69.
- Barrosa. C; Peypoch. N. (2010). The determinants of cost efficiency of hydroelectric generating plants: A random frontier approach. *Energy Policy* 35 (2010) 4463–4470
- Barrosa. C. (2006) Efficiency analysis of hydroelectric generating plants: A case study for Portugal. *Energy Economics* 30 (2008) 59–75.
- Rajashekar P. Mandi; Udaykumar R. Yaragatti. (2012). *Energy Efficiency Improvement of Auxiliary Power Equipment in Thermal Power*

Ahorros	Cargabilidad planta		
	1240MW	620MW	0MW
Consumos históricos	168096	93696	19296
Consumos actuales	159026	84626	10226
Ahorro \$/año (150\$/kWh)	\$ 489.780.000,00	\$489.780.000,00	\$489.780.000,00

Tabla 2. Construcción propia.

- Plant through Operational Optimization. IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems December 16-19, 2012, Bengaluru, India.
- Monteagudo Y. (2005). Herramientas para la gestión energética empresarial. *Scientia et Technica*, No 29, diciembre de 2005. UTP. ISSN 0122-1701 169
 - Yao C. (2010). Study on Coordinated Reactive Power Control Strategies for Power Plant Auxiliary System Energy Efficiency and Reliability Improvement. 2010 International Conference on Power System Technology.
 - Rajashekar P. Mandi and Udaykumar R. Yaragatti, "Enhancing energy efficiency of Induced Draft Fans in Thermal Power Plants", Proceedings of the Eighth IASTED International Conference Power and Energy Systems (EuroPES 2008), June 23-25, 2008 Corfu, Greece, pp. 176 – 182, paper No.608-069.
 - CEA, 2008, Performance Review of Thermal Power Stations 2006-07, website: <http://www.cea.nic.in>.
 - M. Siddhartha Bhatt and R.P. Mandi, "Performance enhancement in coal fired thermal power plants, part III: Auxiliary power", *International Journal of Energy Research*, No. 23, 1999, pp.779-804.
 - V.V. Lysko, et al., New-Generation Coal-Fired Steam Turbine. *Power Units, Thermal Engineering*, Vol. 43, No. 7, 1996, 545-552.
 - Joskow, Paul L., et.al. 1987. "The Performance of Coal- Burning Electric Generating Units in the United States: 1960-1980." *Journal of Applied Econometrics*, 2(2), 85-109.
 - ICRA, 2003, "Revised report to the Power Finance Corporation of Gujarat Power Sector", ICRA Ltd., 26, Kasturba Gandhi Marg, New Delhi – 110 001.
 - MECON Ltd., 2007, "Report on achievable heat rate and auxiliary power consumption of thermal power stations of MSPGCL", MECON Ltd., Ranchi – 834002, August 2007.
 - RTPS, 2008, "Generation performance of units", website: <http://www.karnatakapower.com>.
 - DVC, 2005, "Performance parameters of Thermal Power Plants of DVC for Last Five Years", website: <http://www.dvcindia.org>.
 - [M. Siddhartha Bhatt, R.P. Mandi, S. Jothibas and N. Rajkumar, "Performance enhancement in coal fired thermal power plants, part IV: Overall system", *International Journal of Energy Research*, No.23, 1999, pp.1239-1266.
 - Rajashekar P. Mandi and Udaykumar R. Yaragatti, "Enhancing energy efficiency of Induced Draft Fans in Thermal Power Plants", Proceedings of the Eighth IASTED International Conference Power and Energy Systems (EuroPES 2008), June 23-25, 2008 Corfu, Greece, pp. 176 –182, paper No.608-069.
 - Ananth P. Chikkatur, Ambuj D. Sagar, "Cleaner Power in India: Towards a Clean-Coal-Technology Roadmap", *Energy Technology Innovation Policy*, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, Discussion paper 2006-07, Dec. 2007.
 - Chris Harley, Conforma Clad inc. K. Scott Trunkett, Conforma Clad Inc. "Improving Plant Performance with Advanced Wear Protection Technologies", *Coal-Ge*, August 7, 2003.
 - Jonathan L. Gomez, "Modeling of air leakages on a Tri-sector Air heater", *Public Service Indiana*, 1987.
 - Rajashekar P. Mandi, R.K. Hegde & S.N. Sinha, 'Performance Enhancement of Cooling Towers in Thermal Power Plants through Energy Conservation', published at "International conference on POWERTECH 2005" at St. Petersburg, Russia, Organized by IEEE Power Engineering Society, 27-30 June, 2005. Paper No. #461.

Detector de defectos multitecnológico

Mención especial como segundo mejor trabajo

Área 4 – GENERACIÓN

Autor

Ing. Marcelo Vicente Toapanta Defaz

Empresa

CELEC Matriz

Ubicación: Ecuador

Teléfono: (+593) 32776005. Ext. 337

Celular: (+503) 996571663

E-Mail: marcelo.toapanta@celec.gob.ec

Palabras clave—Ultrasonido Convencional UT, Arreglo de Fases PA, Ensayos No Destructivos END, Centro de Investigación y Recuperación de Turbinas y Partes Industriales CIRT.

Resumen

El Plan de Inspección y Pruebas para el Control y Aseguramiento de la Calidad ITP, proporcionado por los fabricantes de los rodetes

de las turbinas hidroeléctricas, en conjunto con la ficha de calidad y los criterios de aceptación de la especificación técnica CCH 70-4[1], para máquinas hidráulicas, definen todos los requisitos de tecnología, inspección y ensayos no destructivos, para los procesos de recuperación y reparación que se llevan a cabo en el Centro de Investigación y Recuperación de Turbinas y Partes Industriales CIRT.

Las fichas de calidad, subdividen y clasifican al cuerpo de los rodetes en varias zonas de control e indican el número de métodos de ensayos no destructivos que deben ser empleados para la evaluación del grado de cada zona de clasificación, así como el grado de prueba (100% o al azar). Entre los métodos de ensayos no destructivos tenemos: Inspección Visual VT, Tintas Penetrantes TP, Partículas Magnéticas MT y Ultrasonido Convencional UT, de las que se destaca la inspección mediante la técnica de **Ultrasonido con Arreglo de Fases**, que permite la localización de discontinuidades y fallas sub superficiales y volumétricas, utilizando equipos de última generación; como lo es el detector de defectos multitecnológico OmniS-

can MX2 de Olympus [2], equipo con el que cuenta el CIRT.

Introducción

Como parte del cambio de la matriz energética del país, en base a las políticas nacionales de soberanía energética, al gran desarrollo en la industria de generación hidroeléctrica y al requerimiento de las actuales y nuevas empresas generadoras de energía, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y la Unidad de Negocios Hidroagoyán, han creado el CIRT, que cuenta en su estructura funcional con una línea de procesos de mecanizado y de soldadura para la reparación y recuperación de turbinas hidroeléctricas, con el fin de brindar servicios de calidad que cumpla los más altos estándares internacionales, a cada una de las Centrales de las Unidades de Negocio de las Corporación.

El Departamento de Control de Calidad ha implementado el laboratorio de metalografía, control dimensional, análisis de falla, espectrometría y de ensayos no destructivos, con equipos de última tecnología para la inspección de la microestructura y defectología en las zonas recuperadas y reparadas de las turbinas con la finalidad de asegurar y garantizar la calidad del trabajo realizado, FIG. 1. De la misma forma, el CIRT ha reforzado a su recurso humano con la capacitación y obtención de la Calificación y Certificación en Ensayos No Destructivos según la norma ASNT y la Práctica Recomendada SNT-TC-1A [3], Nivel II.

La detección eficiente de defectos producidos durante la operación, servicio o el proceso de reparación con soldadura, de los componentes de las turbinas hidráulicas, determinan su vida residual. Sin embargo, debido

a la naturaleza de funcionamiento de los componentes, existen zonas que han sido sometidas a varias reparaciones sin un correcto procedimiento, lo que supone una exposición a fallas continuas, que en la mayoría de los casos desenlazan en la fatiga del material por distintos mecanismos de falla, lo cual reduce su ciclo de servicio.

Los rodetes de turbinas sean éstas tipo Francis, Pelton o Kaplan, son sometidos a un ciclo de inspección, control, interpretación y evaluación de defectología superficial, sub-superficial y volumétrica con los distintos tipos de ensayos no destructivos. Actualmente, en las instalaciones del CIRT se encuentran dos rodetes en reparación, un rodete Pelton de la Central H. Pucará y un rodete Francis de la Central H. San Francisco con 39.688 y 44.124 horas de operación, respectivamente, que están siendo inspeccionados, antes, durante y después de su reparación mediante ultrasonido con arreglo de fases, en búsqueda de defectos que se encuentren fuera de los criterios de aceptación.



Figura 1. Inspección con el equipo de Ultrasonido Industrial OmniScan MX2 y personal técnico del rodete Pelton de la Central Hidroeléctrica Pucará con 82027 horas de operación.

Objetivo

Asegurar y garantizar la calidad de los trabajos de reparación y recuperación realizados en el CIRT, mediante la implementación de equipos de última tecnología para la inspección volumétrica de defectología, en las partes y piezas de turbinas hidráulicas.

Alcance y contenido del tema

La utilización del equipo detector de defectos OmniScan MX2 de la **Figura 2**, que incorpora varias técnicas de inspección no destructiva como son: Ultrasonido Convencional UT, Arreglo de Fases PA y Difracción de Tiempo de Vuelo TOFD, permite verificar la integridad y sanidad interna y superficial de un material, tanto en sus procesos primarios y secundarios, especialmente en donde se ha intervenido con la aplicación de material de soldadura.



Figura 2. Detector de Defectos OmniScan MX2 Olympus Serie Nro. OMNI2-103549 y módulo PA con TOFD de 32:128 elementos.

La tecnología que incorpora el equipo para la detección de defectos proporciona un alto índice de locali-

zación, dimensionamiento, orientación y forma de las discontinuidades; de ésta forma se garantiza la calidad de los trabajos, para su posterior liberación cumpliendo con los criterios de aceptación de las normas de control y en especial con la especificación CCH 70-4 de máquinas hidráulicas.

En el presente trabajo, se da a conocer el principio físico, equipamiento, accesorios, calibración del equipo, formas de inspección, interpretación y evaluación de la defectología, así como el procedimiento y el plan de inspección y pruebas ITP, empleado para la reparación integral de un rodete Francis.

Aplicación práctica

Principio físico del ultrasonido con arreglo de fases

El arreglo de fases (*PA, Phased Array por sus siglas en inglés*), es un método para generar y recibir ondas ultrasónicas con palpadores de múltiples elementos, **Figura 3**, cuyos pulsos están desfasados para que se tenga direccionamiento y focalización de los haces sónicos.



Figura 3. Palpador Phased Array

La característica distintiva de la tecnología de arreglo de fases es la excitación (amplitud y fase) controlada electrónicamente de elementos individuales en un sensor multi-elementos. La excitación de múltiples elementos genera un haz ultrasónico focalizado que permite modificar dinámicamente los parámetros acústicos del haz, tal como el ángulo, distancia focal y tamaño del punto focal por medio de software. Para generar un haz en fase por medio de una interferencia constructiva, los elementos activos de un sensor de arreglo de fase son activados a tiempos ligeramente diferentes. De forma similar, el eco del punto focal deseado golpea los elementos del transductor con una diferencia de tiempo. Los ecos recibidos por cada elemento son retrasados en tiempo antes de ser sumados. El resultado de esta suma es un barrido A-Scan que enfatiza la respuesta del punto focal deseado y atenúa los ecos provenientes de otros puntos en la pieza de prueba.

La técnica de arreglo de fases ofrece las siguientes ventajas:

- Ahorro en tiempo. Reducción en el tiempo requerido para realizar ajustes de inspección y en los barridos.
- Reducción de operaciones. Permite inspeccionar a múltiples grados con un solo palpador y zapata.
- Mayor detectabilidad. Permite incrementar la sensibilidad y mejorar la relación señal-ruido al utilizar focalización electrónica.
- Incremento en flexibilidad. Inspección de áreas de difícil acceso desde un solo punto de contacto.

Figura 4.

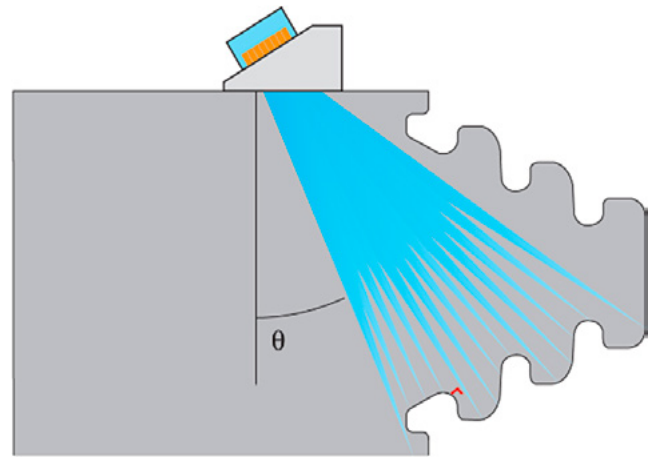


Figura 4. Inspección de geometrías complejas con gran flexibilidad.

Con ultrasonido convencional UT para focalizar un haz ultrasónico se requiere utilizar un lente o un elemento curvo y para cambiar la distancia de focalización se deben utilizar diferentes transductores. Con el arreglo de fases para focalizar un haz ultrasónico, se necesita solamente aplicar retardos de tiempo a cada uno de los elementos para formar el haz a la distancia de focalización deseada, como se indica en la **Figura 5**. Con ultrasonido convencional para cambiar el ángulo de un haz ultrasónico se necesita utilizar diferentes transductores o zapatas. Con arreglo de fases para cambiar el ángulo de un haz ultrasónico se necesita solo aplicar retardos de tiempo a cada uno de los elementos para generar el ángulo deseado, sin tener que cambiar la zapata o el transductor.

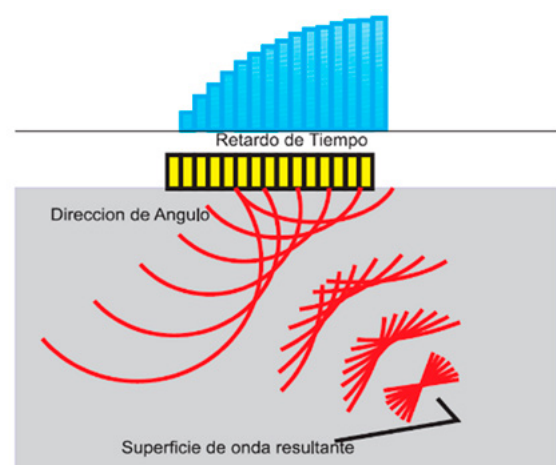


Figura 5. Focalización del haz ultrasónico.

Entre los tipos de escaneo con arreglo de fases se tiene el barrido sectorial, **Figura 6**, que tiene la habilidad de barrer un sector completo de volumen sin movimiento del transductor, este es útil para inspección de geometrías complejas o aquellas con restricciones de espacio. Combina las ventajas de un haz ultrasónico amplio y/o múltiples transductores focalizados en un solo sensor de arreglo de fases.

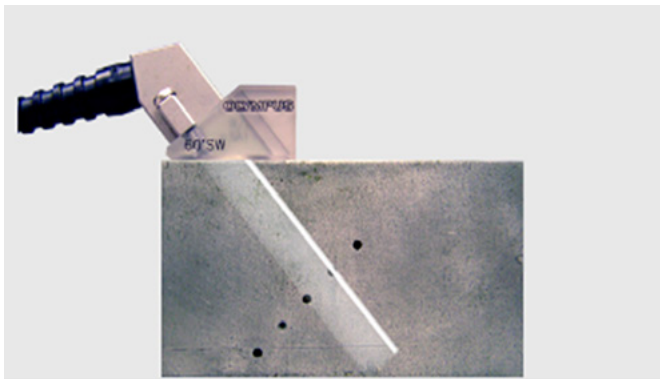


Figura 6. Barrido sectorial de +35° a +70° en la detección de defectos. Visualización A-Scan y S-Scan.

Posicionamiento de defectos. Para las inspecciones manuales, las lecturas en tiempo real son esenciales para posicionar rápidamente la fuente de la señal reflejada con respecto a la geometría de la pieza y ubicación de la sonda, como se representa en la **Figura 7**.

El OmniScan MX2 permite al usuario posicionar con precisión el defecto en tiempo real durante una inspección con las lecturas en su pantalla RA, PA, DA y SA.

RA: Punto de referencia a la indicación.

PA: Cara frontal de la sonda a la indicación.

DA: Profundidad de la indicación.

SA: Longitud de la trayectoria del sonido a la indicación.

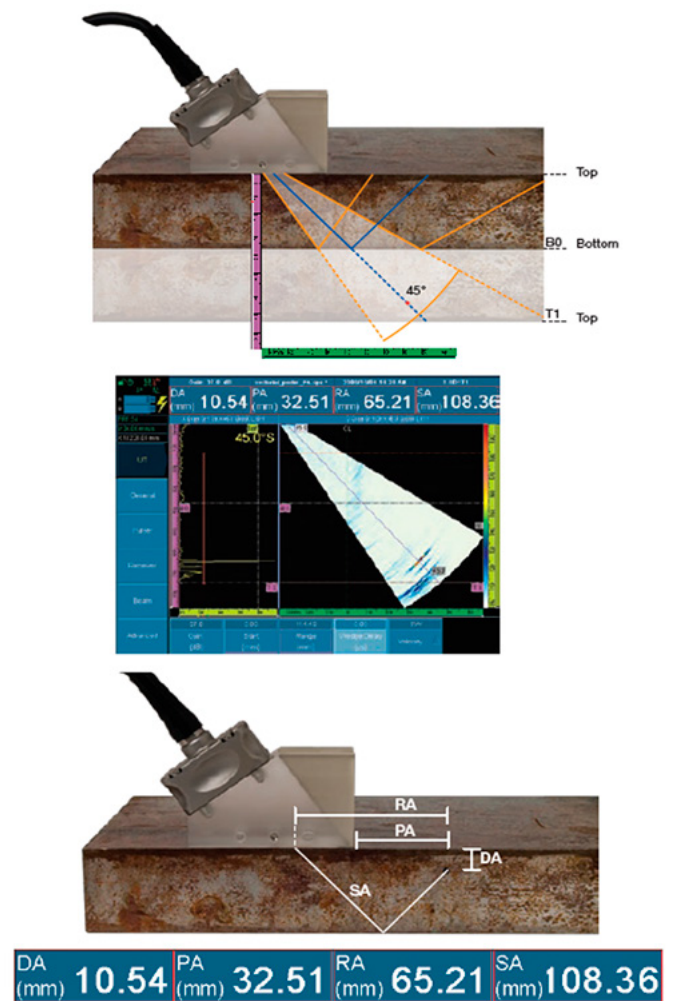


Figura 7. Posicionamiento de un defecto y lecturas en la pantalla del equipo OmniScan MX2.

Componentes de Inspección

El sistema de inspección ultrasónica está compuesto básicamente por un generador de la señal eléctrica (instrumento ultrasónico), conductor de la señal eléc-

trica (cable coaxial: lemo 00, microdot, BNC) **Figura 8**, elemento transmisor-receptor (transductor o sonda), medio para transferir la energía acústica (acoplante), pieza inspeccionada y bloques de referencia.

Los métodos de ensayo y los criterios de aceptación se seleccionan teniendo en cuenta el uso de la parte/componente, su concepto hidráulico y las condiciones de funcionamiento (exposición a la erosión, riesgo de cavitación, fatiga por impacto, fuerzas alternantes o nivel de esfuerzos en las distintas zonas).



Figura 8. Cable coaxial utilizado para la inspección por ultrasonido a) Lemo 00 - microdot, b) BNC, c) PA.

Se realizan pruebas ultrasónicas para detectar defectos internos y para evaluar en la medida de lo posible, su tipo, dimensiones y posición dentro del material. El método de ultrasonido se basa en la reflexión de ondas ultrasónicas de un defecto o de la superficie posterior de la pieza. Los ecos de los reflectores se muestran en una pantalla (método de impulso-eco).

La selección de las zapatas y transductores, **Figura 9** depende de varios parámetros, tales como la forma geométrica de la pieza de trabajo, la transmisión y frecuencia ultrasónica y la atenuación, así como el tipo de reflectores que se detectan.



Figura 9. Zapatas y transductores de haz recto, haz angular para UT y para PA.

Se utilizan los transductores de haz recto con ondas longitudinales para detectar y localizar defectos de componentes metálicos con un espesor de 10 mm hasta 600 mm; los transductores de haz angular con ondas transversales de 45°, 60° y 70°, se utilizan para examinar soldaduras estructurales y de producción con espesores mayores a 12 mm, para determinar el tipo de reflector, para examinar los extremos y bordes de soldadura, y particularmente útil en la examinación de zonas susceptibles a las grietas en caliente: los transductores duales que tiene el transmisor y receptor separados con la misma funcionalidad.



Figura 10. Bloques de referencia para calibración del equipo de ultrasonido. a) Bloque IIW tipo 1. b) Bloque NAVSHIPS. c) Bloque AWS.

Las fichas de calidad definen dos métodos de inspección utilizando los bloques de referencia para la calibración, mostrados en la **Figura 10**. En el método de línea de referencia se verifica la curva de corrección amplitud-distancia DAC utilizando ondas longitudinales o transversales que se reflejan en los orificios de fondo plano u orificios laterales del bloque de referencia o el método de tamaño de ganancia-distancia generando la curva DGS a través del software.

La evaluación de las discontinuidades depende de: la exactitud de la calibración, el tipo, la orientación, el tamaño, la forma y ubicación de la discontinuidad, características del transductor y el haz ultrasónico y experiencia del personal [4].

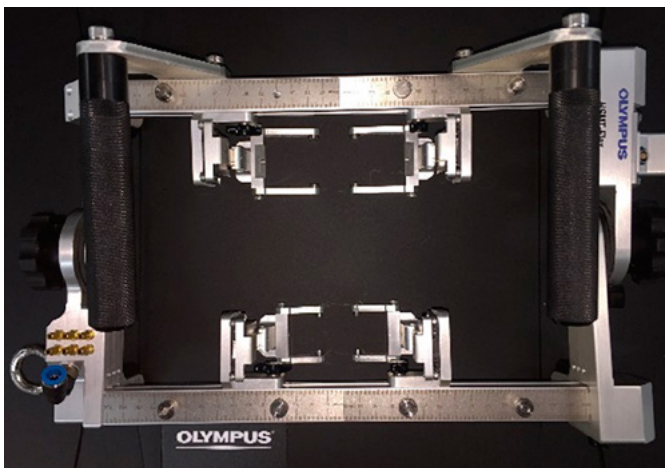


Figura 11. Distintas aplicaciones del OmniScan MX2. Escáner con TOFD para inspección de soldadura en tuberías.

El OmniScan MX2, es un equipo de END de grado de protección IP66, portátil y modular para ensayos de UT, PA y TOFD de 32:128 elementos (emisor-receptor) y junto a su software OmniPC MXU, permiten incrementar las capacidades de procesamiento y análisis durante los procesos de reparación y recuperación de las turbinas. El equipo puede ser combinado con otros componentes como los indicados en la **Figura 11**, para formar un sistema completo que permite rea-

lizar varias actividades en forma manual o automática como: la inspección de soldadura en rodetes, en recipientes a presión, en tuberías, en compuestos, mapeo de corrosión, espesores de pared, entre otros.

Calibración del equipo

El OmniScan MX2 simplifica y acelera el proceso de configuración al contar con un asistente intuitivo. El asistente permite especificar el tamaño, material y forma de la pieza bajo ensayo, tipo de soldadura, tipo de inspección (UT, PA, TOFD), tipo de sonda y zapata, leyes focales, tipo de onda, número de elementos, ángulos de haces; así también permite la calibración, **Figura 12**, en sensibilidad, velocidad, retardo de la zapata, tipo de eco: radio, profundidad, espesor, entre otros.

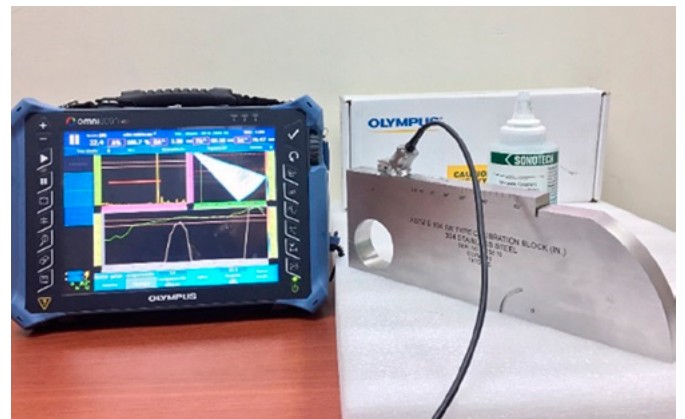


Figura 12. Proceso de configuración y calibración del OmniScan en sensibilidad, distancia y retardo utilizando el bloque IIW tipo 1.

Además, durante la calibración permite elaborar curvas de dimensionamiento como:

- DAC (corrección de la amplitud en función de la distancia),
- TCG (ganancia corregida en función del tiempo),

- DGS (dimensionamiento de la ganancia en función de la distancia),
- AWS conforme a la norma industrial D1.1.

Inspección por ultrasonido con arreglo de fases

En la nave industrial del CIRT se encuentran varios componentes de turbinas de las Centrales Hidroeléctricas: San Francisco, Pucará y Agoyán, para ser reparados, los cuales son sometidos a un ITP de acuerdo a la especificación CCH 70-4.

Inspección de los Álabes Fijos del Rodete Francis de la Central Hidroeléctrica San Francisco.

Una vez realizada la configuración y calibración del equipo, se realiza la inspección sobre el rodete de la Central Hidroeléctrica San Francisco.

En la **figura 13**, se aprecia el proceso de inspección, en especial en los álabes en donde se produjeron las fisuras y que posteriormente fueron reparados con aplicación de soldadura en sitio.

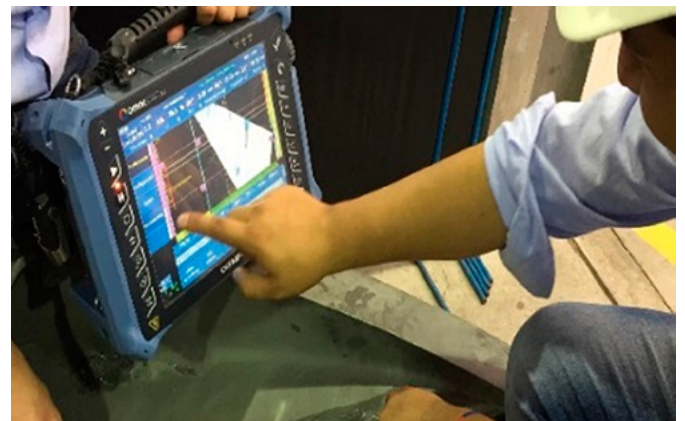
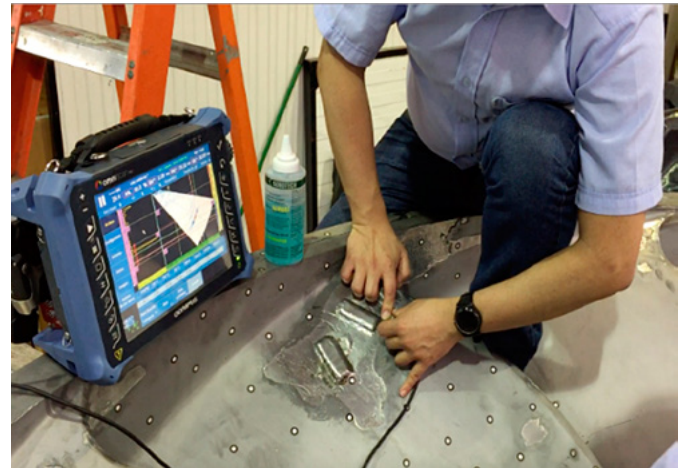


Figura 13. Proceso de inspección con Ultrasonido en una reparación de una fisura, mediante la técnica de Arreglo de Fases, en los álabes del rodete Francis de la Central Hidroeléctrica San Francisco con 44124 horas de operación.

Éste rodete tiene numerosas reparaciones en sitio, presentándose durante su vida de servicio varias fisuras en los álabes fijos en el vórtice de salida del agua. Debido a las circunstancias iniciales en la que entró a operar el rodete y a los procesos de reparación por soldadura, el material se encuentra fatigado, sumándose la falta de tratamientos térmicos para el alivio de tensiones, han provocado el aumento de la dureza e incremento de la fragilidad; factores que han acelerado el rápido deterioro del rodete.

En la **Figura 14**, se presenta la visualización en pantalla A-Scan y C-Scan de una fisura ubicada en el álabe No. 9 a una profundidad de 8.27 mm y de aproximadamente 9.35 mm de longitud. Se utilizan las líneas de referencias y de medida para dimensionar el defecto.

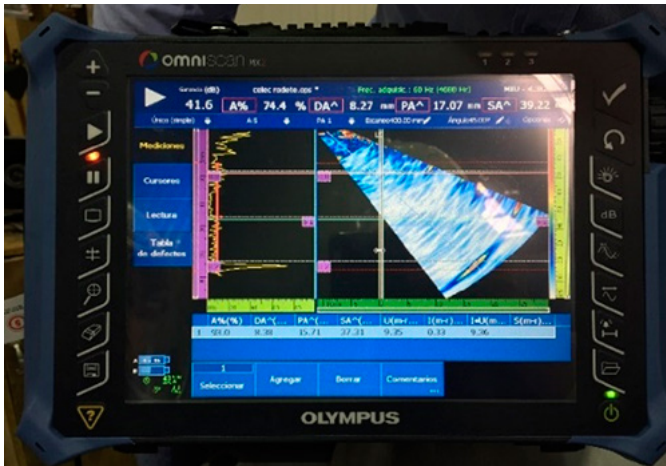


Figura 14. Representación de una fisura interna en el álabe No. 9, de longitud 14,26 mm, en el rodete Francis de la Central Hidroeléctrica San Francisco. Visualización en A, C, S-Scan.

Inspección de los Cangilones del Rodete Pelton de la Central Hidroeléctrica Pucará

Los rodetes Pelton debido a la forma y geometría especial de sus cangilones, requieren de mayor perspicacia y experiencia por parte del inspector, así como de accesorios, sondas y zapatas especiales que faciliten el proceso de inspección, **Figura 15**.



Figura 15. Inspección con UT por Arreglo de Fases, en los cangilones del rodete de la Central Hidroeléctrica Pucará.

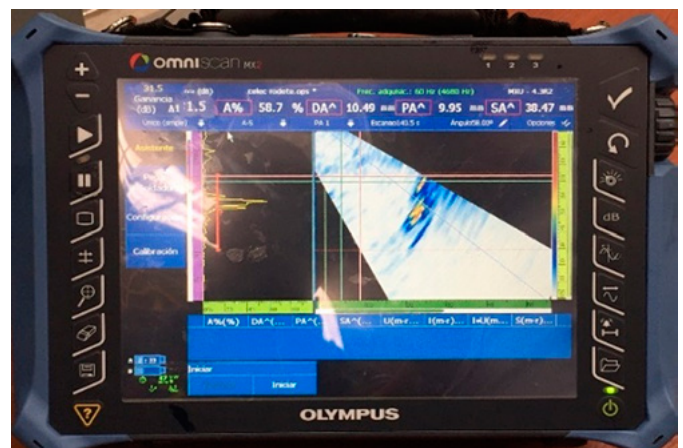


Figura 16. Inspección con UT Arreglo de Fases y discontinuidades (anidación de poros) encontradas en el cangilón No. 3.

Las indicaciones que se visualizan durante la inspección generalmente corresponden a indicaciones falsas debido al cambio de espesores y forma de las mismas. Sin embargo, cuando los espesores son conocidos facilitan la inspección, interpretación y posterior evaluación de las discontinuidades.

En la **Figura 16**, durante la inspección en la tricúspide del cangilón No. 3, se detectó que luego de un proceso secundario (reparación por soldadura), se visualiza que existe una anidación de porosidades internas.

Resultados e informes de inspección

En la **Figura 17**, se aprecia el informe que proporciona el equipo OmniScan una vez finalizada la

inspección, transferible fácilmente a un PC para su posterior impresión.

Una vez realizada la inspección, sobre la pieza de ensayo, el equipo tiene el aplicativo de generar un informe detallado, en el que se incorpora los datos de la pieza inspeccionada, la configuración y la calibración realizada en el equipo (sondas, zapatas, sensibilidad, velocidad, etc.), una tabla en donde se detallan cada uno de las indicaciones relevantes (ubicación, dimensión, tipo, etc.), así como una gráfica de cada una de las discontinuidades que el inspector considere que son parte importante del informe.



Figura 17. Informe obtenido luego de una Inspección con el OmniScan MX2, que puede ser impreso utilizando sus puertos o a través de la exportación del archivo a un PC.

Inspección con ultrasonido por arreglo de fases para reparación de un rodete Francis

A continuación, se presenta una sección fotográfica de una inspección realizada con el equipo de ultrasonido utilizando arreglo de fases de los álabes fijos de un rodete Francis de la Central San Francisco lo que permite dimensionar las zonas que se encuentran con defectología. También se muestra los posteriores pasos a seguir para la recuperación por soldadura mediante la inserción de calces nuevos.



Figura 18. Rodete Francis Central H. San Francisco. Los álabes fijos deben ser inspeccionados y reparados.

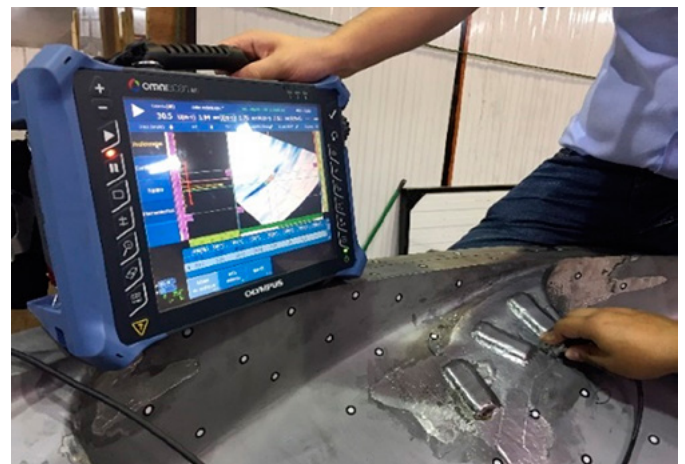


Figura 19. Inspección con UT, PT, MT y dimensionamiento de franjas de álabes fatigados y con defectología.



Figura 20. Extracción de zonas fatigadas y con defectología.

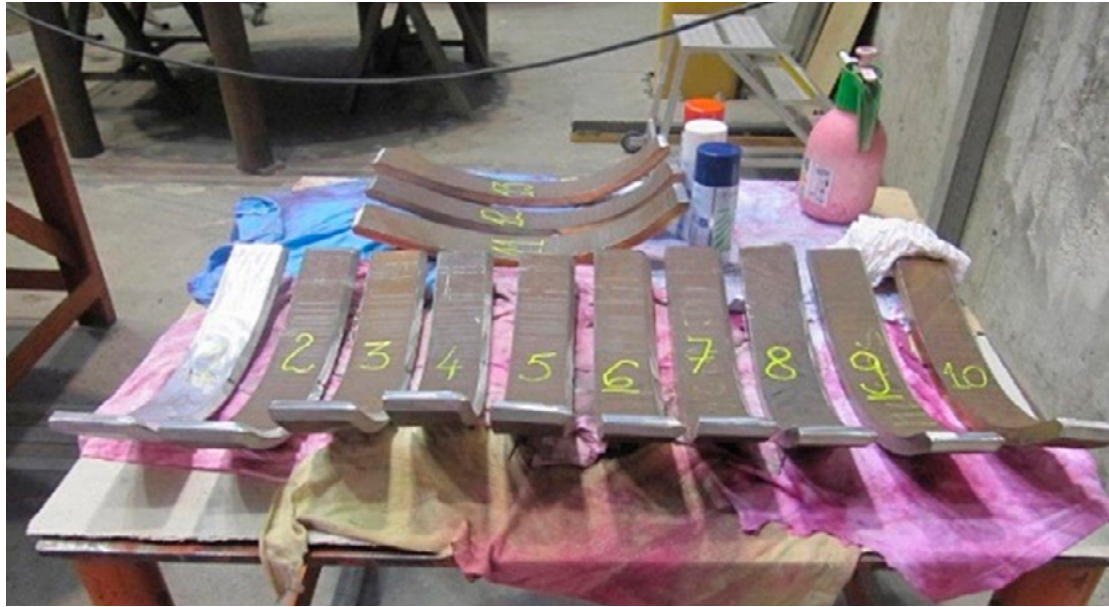


Figura 21. Calces dimensionados y prefabricados de acuerdo al perfil hidráulico.



Figura 22. Soldadura de calces nuevos.



Figura 23. Desbaste y pulido de cordones de soldadura.

Conclusiones

- La técnica de arreglo de fase PA permite sustituir la radiografía, evitando el riesgo de utilización de radiaciones ionizantes y la parada de la producción.
- La técnica de PA permite realizar inspecciones y evaluaciones eficaces y rápidas de las partes y piezas de las turbinas hidráulicas en cada fase de su vida útil, desde la fabricación hasta su funcionamiento in situ, además de disminuir la probabilidad de error humano durante la inspección.
- El OmniScan MX2 permite detectar las discontinuidades y defectos internos en los materiales. Para el caso de las turbinas hidráulicas, los criterios de aceptación están normados bajo la especificación CCH 70-4, que permite realizar una inspección adecuada e indicar la factibilidad de la reparación las piezas de las turbinas hidráulicas en el CIRT.
- El PA, permite realizar una interpretación directa en el volumen del componente, obteniendo: la profundidad de la indicación, tipo de defectología, di-

mención del defecto y su localización exacta, para una óptima reparación.

- Cabe indicar que el CIRT, ha realizado reparaciones de rodetes que eran considerados chatarra, con una inversión de aproximadamente 10 – 20% del costo del rodete. Lo que implica un ahorro económico sustancial al país, además de alejarnos de la dependencia de empresas extranjeras para su reparación y recuperación.

Recomendaciones

- Contar con las Especificaciones, Normas, Procedimientos Específicos de Inspección, Fichas de Calidad, entre otros, que permitan realizar una calibración previa de los equipos, especialmente cuando existen cortos tiempos en paradas para mantenimientos programados.
- Dar seguimiento con una debida periodicidad a la progresión de las indicaciones que pudieron generarse durante la Inspección, con el fin de evitar fallas catastróficas que inutilicen o dejen fuera de servicio a un componente.

- Realizar como mínimo dos (2) de los ensayos no destructivos END durante una Inspección, para corroborar y evaluar indicaciones resultantes. Inspección Visual (VT). Líquidos Penetrantes (PT). Partículas Magnéticas (MT). Ultrasonido Convencional UT, Ultrasonido Phased Array (PA).

Referencias

[1] Cahier des Charges. Specification for Inspection of Steel Casting for Hydraulic Machines. CCH 70-4. Version 4 (October 2014).

[2] OmniScan MX2, Phased Array Flaw Detector. http://www.oceanscan.net/gallery/PDFs/OmniScan_MX2_EN_201203.pdf.

[3] Recommended Practice No. SNT-TC-1A, 2016 Edition, and ASNT Standard Topical Outlines for Qualification of Nondestructive Testing Personnel (ANSI/ASNT CP-105-2016) <https://www.asnt.org/Store/ProductDetail?productId=a17f7760-0785-4ef0-a3c8-0234cd27467b>

[4] Manual Curso de Ultrasonido Nivel I y II. Aillón Edison. Instructor ASNT NDT Nivel III, Registro 140595. Colegio de Ingenieros Mecánicos de Pichincha CIMEPI.

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



SIEMENS

Ingenio para la vida



La energía eléctrica hace mover al mundo.

Sin importar cuál sea su origen o rumbo, aseguramos cada paso del camino para que llegue a su destino.

Energy Management

siemens.com.uy