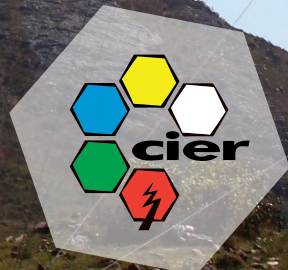


71  
EDICIÓN

# REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía





**Ing. Juan José Carrasco**  
Director Ejecutivo de la CIER



## **Estimados colegas de la comunidad CIER,**

esta es la última edición de la Revista del año 2016. Por lo tanto, vale la pena hacer una reflexión sobre lo ocurrido durante el presente año.

En cuanto al sector energético, separando los aspectos coyunturales, parece consolidarse un periodo de transición que implica una marcada sustitución de los combustibles fósiles como fuente de energía a partir del 2030. Esto es debido fundamentalmente a la electrificación de la matriz energética, a su crecimiento acelerado a partir de las energías renovables convencionales y no convencionales, así como a los resultados de los programas de eficiencia energética.

Estas tendencias se observan claramente en los informes de todas las agencias internacionales como IEA, AIE, REN21, entre otros.

### **¿Qué ha ocurrido para que esto acontezca, a pesar de una importante reducción de los precios del petróleo, gas y carbón?**

En primer término, los resultados de las Conferencias de las Partes COP21 y COP 22, donde se ha dado un fuerte respaldo político y donde más del 75 % de los países han establecido compromisos en materia de reducción de emisiones a través de la incorporación de energías renovables, programas de eficiencia energética, retiro de subsidios a los combustibles fósiles, entre otros.

En segundo término, los avances en materia de innovación y madurez, en algunos casos, de tecnologías, lo que ha producido una bajada importante en los precios de la energía generada mediante energías renovables, equipos eficientes, avances en almacenamiento de energía, transporte, calentamiento y enfriamiento, entre otros.

De acuerdo a REN 21, desde el punto de vista de energías renovables no convencionales a nivel mundial la inversión alcanzó un nuevo record y sobrepasaron a los combustibles fósiles respecto a su participación en la expansión de capacidad.

En LATAM el crecimiento de la demanda se ha moderado, pero se espera un crecimiento de 2,5 a 3,5 para los próximos años. Esta se ha visto un poco sacudida por lo precios obtenidos en las ultimas licitaciones de compra de energía en Chile y Argentina, que confirman las tendencias de los últimos años en Brasil y Uruguay. Esta situación producirá un desplazamiento de los combustibles fósiles para la generación de energía lo cual se trasladará a otros países de la región.

**Es importante recordar que LATAM tiene amplios recursos renovables y no renovables que la posicionan en una condición muy especial, lo cual constituye una oportunidad para su posicionamiento global. Sin embargo, observamos dos aspectos en los cuales debemos trabajar seriamente con todos los grupos de interés: el desarrollo sustentable de hidrogenación y la integración energética.**





También quedan algunos temas por profundizar como el comportamiento y la complementariedad de los recursos a nivel regional, así como la adaptación de los códigos de red, y mejorar la gestión de los planificadores, operadores, administradores y reguladores a esta nueva realidad. En resumen, todo lo que tiene que ver con dar seguridad de abastecimiento y optimizar los precios.

Desde el punto de vista de la transmisión de energía, de los informes estadísticos se puede observar algunas carencias de infraestructura, por ejemplo, en caminería. Esto resulta endémico en LATAM.

En cuanto a la distribución de energía, así como en la generación, será la etapa que seguramente más cambios sufra en un futuro cercano por lo cambios en las tecnologías de generación, la aparición de prosumidores, la electrificación del transporte, así como la posibilidad que le brindará la introducción de las tecnologías IT en sus procesos y en la gestión de sus clientes.

En paralelo todavía queda por resolver los temas de universalización y tratamiento de la población más vulnerable y pérdidas de energía. Por lo tanto, también será una actividad con fuertes cambios que requerirá equilibrios que aseguren su sustentabilidad económica, social y ambiental. Estos cambios no solo generan desafíos en las empresas sino en los reguladores y en los creadores de políticas gubernamentales.

Me gustaría así mismo volver a repetir que la revista es una actividad más de la CIER para aportar conocimiento a la comunidad que conformamos. La misma está abierta en cuanto a sugerir temas para tratar y aportar artículos y trabajos.

**La revista como cualquier actividad de La CIER es para ustedes y por ustedes por lo cual los invitamos a participar activamente en la misma.**

Esperamos su realimentación para mejorar y aprender. Espero como siempre que encuentren información que los haga reflexionar, que detecten nuevas ideas y que esto facilite la generación de ideas propias.

**Quiero aprovechar estas líneas para también desearles felices fiestas y un próspero año nuevo. Esperamos que este 2017 que comienza podamos encontrarnos una vez más compartiendo y gestionando conocimiento en alguna instancia que la CIER proponga.**

**Seguramente trabajando juntos sea más fácil afrontarlos y superarlos, en el mediano y largo plazo nos espera un mundo colaborativo.**

**Hasta el año que viene.**

## NOTICIAS INSTITUCIONALES

### 6 Noticias Institucionales

- CIER participa del Seminario Internacional de Electricidad en Portugal
- Reunión de trabajo en la Subsecretaría de Energía Argentina
- Seminario internacional: gestión financiera estratégica en empresas de energía (GEFIES)
- Seminario internacional de Recursos Humanos: desafíos de las empresas eléctricas en la era de la energía inteligente
- Entrega de Premios CIER de Calidad - Satisfacción de Clientes 2016
- Con participación de importantes figuras del mundo energético regional finalizó el SIBER Chile 2016
- Becas para curso especial en Seguridad Laboral
- Taller de seguridad en el trabajo basada en liderazgo y comportamiento seguro
- Semana de la Energía Sostenible en Panamá

6



8



## TRABAJOS TÉCNICOS

### ÁREA CORPORATIVA

### 11 Certificación de competencias laborales en trabajos con tensión

Mario A. Ramos, Ingeniero Electricista, MBA, Subgerente LÍNEAS AT y TCT - EDENOR S.A - Argentina.

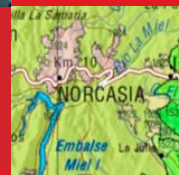
11



### 18 El aporte de la central hidroeléctrica Miel I a la conservación de la biodiversidad

Huber Alexander Vanegas V, Germán Ignacio Andrade P., Eugenio Valderrama E., Sebastián González C. - Colombia.

18



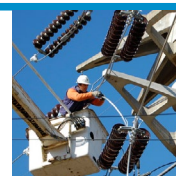
## ARTÍCULOS DE INTERÉS

### DISTRIBUCIÓN

### 25 La importancia de la Gestión de Activos en las empresas de Distribución de energía eléctrica- La norma ISO 55000 Parte II

Ing. Gabriel Ángel Gaudino - Coordinador Internacional del área Distribución de la CIER -

25



### GENERACIÓN

### 28 Potencia Firme Eólica. Consideraciones regulatorias para el caso de Uruguay

Alejandro Perroni, Mario Vignolo - CLERK - Uruguay.

28

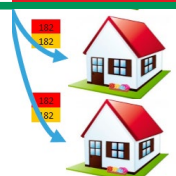


### ENERGÍAS RENOVABLES

### 31 Hogares energéticamente sostenibles

Héctor Enrique Peña González, Andrés Felipe Jaramillo Salazar - EMCALI E.I.C.E. E.S.P. - Colombia

31



### 37 Estudio CDEC-SING proyecta escenario de integración ERNC a 2021

- CDEC-SING - Chile

37



### Diciembre 2016

#### Presidente de la CIER:

Ing. Víctor Romero Solís (Paraguay)

#### Vicepresidente:

Ing. Jaime Astudillo (Ecuador)

Sr. Luis Pacheco Morgan (Costa Rica)

#### Director Ejecutivo:

Ing. Juan José Carrasco (Uruguay)

#### Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:

Blv Artigas 1040 Montevideo, Uruguay

Tel: (+598) 27090611\*

Fax: (+598) 27083193

Correo Electrónico: secier@cier.org

#### Lic. Jessica Kaufman

Asistente de Comunicación y Relaciones Institucionales

jkaufman@cier.org

Web: www.cier.org

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



# INICIOS 2017

¡Conoce parte de nuestra propuesta  
para este próximo año!

## ÁREA CORPORATIVA

Desafíos para la gestión del Talento  
MARZO - ABRIL

Curso avanzado en tecnología, regulación y  
financiación de energías renovables  
MAYO - JULIO

Programa de Capacitación en Gobierno corporativo  
AGOSTO - SETIEMBRE

Curso general de NIIF para empresas eléctricas  
AGOSTO - SETIEMBRE

Curso de Finanzas  
SETIEMBRE

Gestión de riesgos en el sector eléctrico  
OCTUBRE

Curso Presencial: Evaluación Financiera de  
Proyectos de Inversión

## ÁREA COMERCIAL

Relacionamiento en la era digital.  
Distinciones, conceptos y herramientas  
JUNIO - AGOSTO

## ÁREA DISTRIBUCIÓN

Planificación de las redes eléctricas de distribución  
MARZO - ABRIL

Introducción a la Generación Distribuida  
MAYO - JUNIO

Smart Grids: Nuevos desafíos y oportunidades  
para el desarrollo  
AGOSTO - SETIEMBRE

Protección de Redes de Distribución  
SETIEMBRE - OCTUBRE

Calidad de servicio

## ÁREA GENERACIÓN

Mantenimiento de turbinas de gas  
MAYO - JUNIO

Energía solar fotovoltaica  
MAYO - JUNIO

Fundamentos de auscultación y seguridad de presas  
JUNIO - JULIO

Fundamentos de la energía eólica  
AGOSTO - SETIEMBRE

Introducción a la gestión de activos físicos en  
centrales de generación de energía eléctrica

Iniciación al Mantenimiento de Parques Eólicos

## OTRAS ÁREAS

Comunicaciones para los sistemas de control  
y protección de SSEE eléctricas, smart grid,  
vehículo eléctrico y energías renovables  
ABRIL - JULIO

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

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



# Noticias Institucionales

## CIER participa del Seminario Internacional de Electricidad en Portugal

Los pasados 26 y 27 de setiembre tuvo lugar en Sintra, Portugal, el International Electricity Summit (IES).

Este evento convocó a los líderes mundiales de la industria eléctrica en un espacio de intercambio y dialogo. Entre ellos estaban presentes el Instituto Eléctrico Edison, EEUU, la Asociación Eléctrica de Canadá, la Asociación Eléctrica Europea, Eurelectric, la Federación de Compañías Eléctricas de Japón, CIER, el Consejo Eléctrico Australiano y State Grid Corporation de China.

Los principales ejes abarcados fueron los siguientes:

- Cambio climático post Paris.
- “Descarbonización”: desafíos y oportunidades
- Reforma Eléctrica
- Mercado minorista: cambiando costos y estructura de los precios
- Nuevo rol de los operadores de sistemas de distribución



## Reunión de trabajo en la Subsecretaría de Energía Argentina



El día 20 de setiembre en el despacho del Subsecretario de Energía de la Argentina Alejandro Sruoga, se reunieron El presidente de la CIER, Víctor Romero, el Secretario Ejecutivo del CACIER, Claudio Bulacio y el Secretario Adjunto de la Presidencia de la CIER, Juan Carlos Alvarez.

El objetivo de esta reunión fue trabajar sobre aspectos que hacen a los cambios en la estructura y el modelo de gestión de la CIER.

## Seminario internacional: gestión financiera estratégica en empresas de energía (GEFIES)

Durante los días 21, 22 y 23 de setiembre en la ciudad de Antigua, Guatemala, se llevó a cabo el Seminario Internacional de Gestión Financiera Estratégica en Empresas de Energía.

El primer día fue destinado a dictar el curso “Gestión de Riesgos Financieros en Energía”. Los días posteriores el Seminario abarcó los siguientes ejes temáticos:

- Situación financiera internacional.
- La gestión financiera de empresas de energía eléctrica.
- Experiencias innovadoras de inversión y financiamiento de proyectos de energía.
- Gestión estratégica de riesgos financieros en un contexto volátil
- Visión y experiencia del gerente financiero ante un proceso de revisión tarifaria en distribución.

Finalmente hubo una instancia de mesas de trabajo entre los 70 asistentes, entre los que se encontraban especialistas, equipos financieros, reguladores, consultores, banca y desarrolladores de proyectos de países como Uruguay, Brasil, Panamá, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Ecuador, Perú y Colombia.



## Seminario internacional de Recursos Humanos: desafíos de las empresas eléctricas en la era de la energía inteligente



Durante los días 26, 27 y 28 de setiembre se llevó a cabo el Seminario Internacional de Recursos Humanos: Desafíos de las Empresas Eléctricas en la Era de la Energía Inteligente.

Este evento tuvo lugar en el Hotel Real Intercontinental Santo Domingo, en República Dominicana.

Los ejes tratados durante estos días fueron las claves del liderazgo para el nuevo mundo del trabajo, la situación regional sobre la calidad de gestión de los Recursos Humanos y una puesta a punto en la gestión de ellos en las empresas eléctricas, y las perspectivas de la gestión en la era inteligente.

Por último, los temas expuestos en las conferencias fueron tratados en una instancia de mesas de trabajo con la participación de los asistentes al seminario. Esta dinámica participativa incluyó la presentación de las conclusiones por mesa.

Este seminario contó con la participación de 60 especialistas de Argentina, Uruguay, Costa Rica, Bolivia, El Salvador y República Dominicana.

## Entrega de Premios CIER de Calidad – Satisfacción de Clientes 2016

En el marco de la 51ª edición de la RAE (Reunión de Altos Ejecutivos) se entregaron los Premios CIER de Calidad – Satisfacción de Clientes 2016.

Este evento tuvo lugar en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, Bolivia, los días 3 y 4 de noviembre.

Conforme con los criterios establecidos, los premios relativos a las categorías oro, plata y bronce fueron concedidos a las empresas asociadas a la CIER pertenecientes 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 2016 – ERSC 2016.

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: EPM – Empresas Públicas de Medellín E.S.P. – Colombia

#### Categoría BRONCE:

COELCE – Companhia Energética do Ceará S.A. – Brasil

CELESC – Celesc Distribuição S.A. – Brasil

CPFL PAULISTA – Companhia Paulista de Força e Luz – Brasil

#### Mención Especial (mayor evolución del Índice de Satisfacción con la Calidad Percibida – ISCAL):

ED ALAGOAS – Cia. Energética de Alagoas – Brasil

Mención Especial (mayor evaluación en los atributos de Responsabilidad Social):

COELCE – Companhia Energética do Ceará 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: DELSUR – Distribuidora de Electricidad Del Sur S.A. de C.V – El Salvador

Categoría BRONCE: CEPM – Consorcio Energético Punta Cana – Macao. – República Dominicana

Mención Especial (mayor evaluación en los atributos de Responsabilidad Social):

CENTROSUR – Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. – Ecuador

Felicitaciones a las empresas vencedoras por los premios obtenidos.

## Con participación de importantes figuras del mundo energético regional finalizó el SIBER Chile 2016

- Santiago fue el escenario para la IV versión del Seminario Iberoamericano de Energías Renovables – SIBER CHILE 2016, organizado por la Comisión de Integración Energética Regional, CIER y la Asociación Chilena de Energías Renovables, ACERA.
- La ocasión contó la presencia de dos ministros de Estado chilenos y miembros de los ministerios de Energía de Argentina y Perú, entre otros.



En el marco de la madurez y competitividad que han alcanzado las Energías Renovables No Convencionales en Latinoamérica y con gran protagonismo en Uruguay y Chile, es que se realizó el **Cuarto Seminario Iberoamericano de Energías Renovables (SIBER IV)**, el cual tuvo como objetivo fomentar la participación, discusión e integración aportando nuevas ideas a la realidad actual y futura del sector energético regional y mundial reconociendo la importancia de las ERNC para el desarrollo sostenible.

La actividad contó con la participación de importantes expositores, tanto nacionales como internacionales, como el Ministro de Energía, **Andrés Rebolledo**, la Ministra de Bienes Nacionales, **Nivia Palma**, el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía de Chile, **Andrés Romero**, y desde el Ministerio de Energía y Minería de Argentina, el Secretario de Energía Eléctrica, **Alejandro Sruoga** y el Subsecretario de Energías Renovables, **Sebastián Kind**. A su vez, contamos con la presencia a distancia de **Ricardo Ramírez** en representación de la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia y del Consultor y ex Viceministro de Energía del Perú, **Pedro Gamio**, entre otros. Además, en las ponencias participaron altos ejecutivos de empresas del sector de energía de la región, consultores y académicos.

El Director Ejecutivo de CIER, **Juan José Carrasco**, al igual que el Presidente de ACERA, **José Ignacio Escobar**, en la jornada inaugural, destacaron el gran momento que están viviendo las ERNC a nivel nacional e internacional y lo importante de estas actividades a la hora de intercambiar conocimientos en cuanto a experiencias y el sueño común de un futuro en donde las matrices energéticas estén “descarbonizadas”.

El Ministro de Energía de Chile, **Andrés Rebolledo**, quien fue el encargado de entregar las palabras de bienvenida el día uno de seminario señaló que “estamos complacidos de poder realizar esta actividad, agradecemos que los organizadores hayan pensado en Chile, porque creemos que es el momento propicio de las ERNC para el país y la región. Esperamos que la ocasión sirva para intercambiar experiencias y traer lecciones en esta materia en la que Chile está avanzando rápido, y así, ponernos desafíos comunes y ampliar nuestros conocimientos”.

Por su parte, el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), **Andrés Romero**, enfatizó en la competitividad de las ERNC. “Los precios de las energías renovables no convencionales son sostenibles en el tiempo y se mantendrá la tendencia a la baja”, afirmó.



Asimismo, la Ministra de Bienes Nacionales, **Nivia Palma**, fue la encargada de abrir la segunda jornada de seminario, haciendo especial énfasis en la importancia de realizar encuentros de este tipo y, adentrándose en su materia, ahondó en los territorios en los que se producen las ERNC; “En Chile, el 77% de la energía solar que ya se inyecta a la matriz energética se produce en territorio fiscal. La disposición de estos territorios para la inversión en energías renovables y la producción de energías limpias es lo que ha hecho posible que hayamos concretado concesiones para la ejecución de 220 proyectos, con una potencia proyectada de 8.814 MW”.

El Secretario de Energía de Argentina, **Alejandro Sruga**, profundizó en materia de intercambios energéticos en la región, “es sano que cada país desarrolle su propia estrategia potenciando sus fortalezas, tratando de asegurar el abastecimiento de su demanda, maximizando sus oportunidades”.

Dentro de los temas que se trataron en la jornada, los expertos de la industria analizaron el desarrollo de las ERNC en América Latina, los impactos del cambio climático, la complementariedad con tecnologías convencionales, el impulso a la industria del sector y la operación de los sistemas eléctricos con altos niveles de ERNC. ([Revisar Programa Completo](#))

Este seminario se ha realizado anteriormente en Montevideo, Uruguay (2013), San Salvador, El Salvador (2012) y Cuernavaca, México (2011). La próxima edición de SIBER está planeada para agosto del año 2018 en la ciudad de Medellín, Colombia.

---

### Becas para curso especial en Seguridad Laboral

En el marco de un acuerdo de cooperación entre la organización ISSA y CIER, se entregaron 5 becas de estudio para realizar el “Curso Especial para Ingenieros de Seguridad Laboral” en el centro de capacitación de la BG ETEM en Dresde, Alemania.

La duración del curso fue del 29 de agosto al 9 de setiembre de 2016, de los que han sido beneficiarios los siguientes profesionales:

- Carlos Ignacio Correa Valencia – por COCIER
- Samir Musa – por BRACIER
- Blas Ascario Irigoyen – por PACIER
- Vicente Catarozzi – por CUCIER
- Vandro Luiz Pezzin – por BRACIER

Uno de los testimonios de los beneficiarios:

*“Quiero agradecer a la CIER la oportunidad que se me brindó de poder asistir a este Curso de Seguridad y Salud en el Trabajo. Agradezco igualmente al doctor Jens Jühling y a Jennifer Papantuono de ISSA, la muy cordial recepción que nos hicieron y la excelente organización del evento. Fueron 65 horas de trabajo extraordinario, donde se compartieron experiencias entre los diferentes países asistentes y la visión desde Alemania en el tema de la Seguridad y Salud en el Trabajo. Tuve igualmente la oportunidad de compartir nuestra experiencia en EPM del tema de “Riesgo Psicosocial”, y de entregar las baterías de la encuesta que actualmente aplicamos en Colombia. Quedamos a disposición de ISSA, de compartir nuestra experiencia en este asunto en un evento futuro que ISSA considere”.*

Carlos Ignacio Correa Valencia – Jefe de Unidad de Riesgos Laborales – EPM

AISS – por sus siglas en español - es la Asociación Internacional de la Seguridad Social cuyo objetivo principal es facilitar información, investigación, asesoramiento y plataformas en que los miembros construyan y promuevan sistemas de seguridad social dinámicos en el mundo.

Para obtener más información acerca de esta organización puede dirigirse a <https://www.issa.int/es>

---

### Taller de seguridad en el trabajo basada en liderazgo y comportamiento seguro

Los pasados días 15 y 16 de noviembre se llevó a cabo en Asunción, Paraguay, el taller de seguridad en el trabajo basada en liderazgo y comportamiento seguro. Contó con la asistencia de 50 técnicos de ANDE y autoridades del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social del Paraguay. El nivel de satisfacción según la encuesta fue del 100%. Se rescata como importante la necesidad de generar espacios de trabajo gobierno-empresa-funcionarios con el fin de identificar y priorizar los riesgos a los que se ven enfrentados los equipos de trabajo. Sobre esto, desarrollar una estrategia de consenso y compromiso, ajustada a las necesidades de la empresa, con medición de resultados y acciones de mitigación, sustentada en la aplicación de la normativa nacional, equipamiento adecuado para la tarea, entrenamiento a funcionarios y apego a las normas de seguridad de la empresa.



La estructura temática fue la siguiente:

- Una puesta a punto de la organización y gestión de seguridad de ANDE
- Constitución y formación de los Comité Internos de Prevención de Accidentes (CIPA)
- Experiencias de empresas del sector eléctrico
- Taller de Trabajo abordando tres temas principales: principios de la gestión del comportamiento, liderazgo basado en las habilidades, la seguridad y el supervisor
- Mesas de Trabajo

El equipo a cargo del taller estuvo conformado por los siguientes profesionales:

- **Darío Consolani**

Licenciado en Higiene y Seguridad en el Trabajo - Entidad- Universidad de Morón.  
Técnico Superior en Higiene y Seguridad en el Trabajo - Instituto Argentino de Seguridad  
2014/16 (actual) - TRANSENER SA/ TRANSBA SA  
Cargo: Gerente de Gestión Integrada de Riesgos.

- **Valeria Terlevi**

Es Ingeniera en Construcciones de la Facultad de Ingeniería de La Plata (1992-1998), Ingeniera Civil de la Facultad de Ingeniería de La Plata (2000-2001) e Ingeniera Laboral (Seguridad e Higiene Industrial) de la Universidad Tecnológica de Avellaneda (2000-2001). Desde el 2014 se desempeña como Jefe de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente.

- **Maria Fernanda Rolando**

Licenciada en Psicología en la Universidad Abierta Interamericana  
Integrante del equipo de trabajo del Departamento de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente.

## Semana de la Energía Sostenible en Panamá

Del 6 al 9 de setiembre se realizó la Semana de la Energía Sostenible para América Latina y el Caribe en el hotel Sheraton de la capital panameña.

Este evento tuvo como objetivo general difundir los avances tecnológicos para el logro de sistemas eléctricos inteligentes en la región, lograr una participación de las energías renovables y fortalecer los procesos de integración regional. Además de analizarse las necesidades de inversión y marcos regulatorios para el desarrollo de mercados energéticos hacia una mayor integración del sector en la región.

En el marco de dicha integración, el Director Ejecutivo de la Cier, Ing. Juan José Carrasco, expuso sus principales ideas acerca de la integración energética en base a tres aspectos claves. En primer lugar, resaltando la importancia de la integración no como un fin, sino como un medio para obtener múltiples beneficios. En segundo lugar, en la necesidad de estar en la agenda de los gobiernos y tomar la integración como política de Estado. Por último, en la integración como una herramienta que brinda energía con seguridad.

Este evento forma parte de la iniciativa global de Energía Sostenible para Todos, que en la región es liderada por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), la OLADE y el BID. El objetivo de esta iniciativa fijar el año 2030 como etapa en la que podamos, entre todas las partes involucradas, garantizar el acceso universal a servicios de energía modernos, duplicando los indicadores actuales de eficiencia energética.





# Certificación de competencias laborales en trabajos con tensión

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía  
Noviembre 2014

## Autor:

**Mario A. Ramos**, Ingeniero Electricista, MBA, Subgerente  
LÍNEAS AT y TCT – EDENOR S.A – Argentina.

## DATOS DE LA EMPRESA

### EDENOR S.A

**Dirección:** Av. Nazca 3467, CABA.

**Código Postal:** C1417CVR

**País:** Argentina

**Teléfono:** 5411-4503-4995 Interno 6765

**E-Mail:** mramosdenor.com

**Web:** www.edenor.com

## Objetivos

Este trabajo busca transmitir la experiencia adquiridas por Edenor durante el proceso de Certificación de Competencias laborales iniciado en el año 2011.

El mismo está destinado a reconocer la capacidad laboral demostrada por un trabajador de Trabajos con Tensión, sobre la base de una norma de competencia laboral cuyo campo de aplicación es el de empresas de distribución eléctrica de Alta, Media y Baja Tensión.

## Certificación de Competencias

Es una herramienta que permite reconocer los saberes profesionales, certificando la capacidad demostrada en una situación de trabajo.

En el Sector de Energía Eléctrica, el Ministerio de Trabajo comenzó a trabajar con el Sindicato de Luz y Fuerza y con empresas representativas del sector, siendo Edenor una de ellas.

De esta manera, y logrados los acuerdos iniciales se definió en conjunto un programa de trabajo que consistía en las siguientes etapas:

1. Identificación de los puestos (roles) a certificar.
2. Firma de un convenio tripartito.

3. Elaboración de las Normas de Competencia para los puestos identificados.
4. Validación de estas normas y elaboración de las herramientas de evaluación.
5. Programa de comunicación con reuniones entre los evaluadores y los participantes.
6. Formación de evaluadores.
7. Evaluación de competencias.

## Participantes

Pueden participar todos los trabajadores que poseen la experiencia requerida para certificar sus competencias laborales luego de demostrar su aptitud a través de una evaluación: en la cual se observa, registra y recopilan evidencias de su desempeño laboral, demostrando el “saber hacer” en el mismo lugar de trabajo.

Los beneficios para los trabajadores<sup>1</sup> son:

- Es un reconocimiento público de su experiencia.
- Mejora las oportunidades de inserción al empleo.
- Mejora su inversión en capacitación.
- Mejora sus oportunidades de carrera.

## Desarrollo del programa

### 1. Identificación de los puestos a certificar.

En esta primera etapa, que podemos clasificar como la etapa de Planificación, se analizaron los primeros perfiles de los puestos a certificar.

Una de las áreas elegidas para el comienzo, fue la de Trabajos con Tensión, dado que es un área que posee una estructura funcional, operativa y normativa muy afianzada desde hace mucho tiempo, con la totalidad de sus tareas abarcadas por procedimientos, y procesos de capacitación y habilitaciones claramente definidos en la Resolución N° 592/2004 de la Superintendencia de Riesgos del Trabajo y el Reglamento para Trabajos con Tensión en instalaciones mayores a 1 kV de la Asociación Electrotécnica Argentina.

<sup>1</sup> Ministerio de Trabajo

De esta manera, los perfiles identificados en el área de Trabajos con Tensión fueron tres:

- Electricista operador especializado de TCT - Nivel de habilitación 3.
- Electricista operador especializado de TCT - Nivel de habilitación 2.
- Electricista operador de TCT - Nivel de habilitación 1.

**¿QUÉ ES LA CERTIFICACIÓN DE COMPETENCIAS LABORALES?**  
La Certificación de Competencias Laborales es un proceso en el cual se reconoce la capacidad laboral demostrada por un trabajador, sobre la base de una norma de competencia laboral.

**¿CÓMO SE REALIZA LA EVALUACIÓN DE COMPETENCIAS?**  
Un evaluador se encarga de observar, registrar y recopilar las evidencias suficientes del desempeño laboral. Esto permite demostrar el "saber hacer" de una persona en su habitual lugar de trabajo.

**¿QUÉ QUIEREN SERÁN EVALUADOS?**  
En una primera etapa será evaluado el personal operativo de la gerencia de Transmisión, correspondiente a los puestos:  
• electricista operador especializado de TCT - Nivel de habilitación 3  
• electricista operador especializado de TCT - Nivel de habilitación 2  
• electricista operador de TCT - Nivel de habilitación 1  
• electricista operador especializado de SSEE AT/AT y AT/MT

**¿EN QUÉ CONSISTE ESTE PROGRAMA?**  
Edenor firmó un acuerdo tripartito entre el sindicato Luz y Fuerza y el Ministerio de Trabajo, en el cual se establecieron las condiciones requeridas para participar de esta certificación. Esta herramienta permite reconocer los saberes profesionales, certificando la capacidad demostrada en una situación de trabajo.

**¿QUÉ QUIEREN PUEDEN CERTIFICAR SUS COMPETENCIAS?**  
Todos aquellos trabajadores que poseen la experiencia requerida.

**¿QUÉ CUÁNTO TIEMPO DURA LA EVALUACIÓN?**  
La evaluación dura el tiempo que sea necesario para recopilar las evidencias que permitan evaluar todas las competencias del rol en su situación de trabajo.

**¿CÓMO TERMINA EL PROCESO DE CERTIFICACIÓN?**  
Todos los trabajadores que participan del proceso de evaluación, reciben un certificado emitido por el Organismo Sectorial de Certificación para el Sector de Energía Eléctrica, que acredita su competencia en el rol que desempeñan. Dicho certificado tiene validez nacional.

## 2. Firma del convenio tripartito.

El programa se basó en un acuerdo tripartito entre el Sindicato de Luz y Fuerza, el Ministerio de Trabajo de la República Argentina y la empresa Edenor, en el cual se establecieron las condiciones requeridas para participar de esta certificación.

## 3. Elaboración de las normas de competencia para estos puestos.

Uno de los primeros pasos en los cuales se debió trabajar fue en la elaboración de las normas de competencia que deberían regir para los puestos a certificar.

La Norma de competencia es un estándar definido y validado por representantes de la producción y el trabajo que especifica que desempeño y competencias requieren las personas para trabajar en una ocupación determinada.

Estas normas se denominan "Norma de Competencia Laboral" que en este caso se determinaron para el área de competencias de Energía y Electricidad y las áreas ocupacionales de Empresas de Distribución Eléctrica.

La preparación de las Normas de Competencia para los perfiles de puestos identificados fue realizada por expertos en Trabajos con Tensión de la empresa Edenor, quienes se encuentran (o encontraron anteriormente) a cargo de las funciones de Gerencia y Jefaturas del área de TCT.

Se definió que las Normas generales de la actividad a tener en cuenta serían las siguientes:

- Ley 19587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo.
- R592/04 S.R.T. Trabajos con tensión (TCT) en instalaciones eléctricas mayores de 1 KV

- Resolución N° 311 del Ente Nacional de Regulación de Electricidad (Trabajos en la vía pública).
- Procedimientos internos de la empresa Edenor.

La norma define los alcances y condiciones del rol profesional, por ejemplo, para el Electricista Operador Especializado Nivel de Habilitación 3 de TCT indica:

*"Se desempeña como responsable de trabajo en cuadrilla de trabajos con tensión (TCT) con la presencia de más de 3 operarios con habilitaciones 1, 2 o 3 (sin contar al responsable de trabajo) organizando, realizando y controlando, a nivel de piso, la ejecución de tareas de reparaciones y mantenimientos en las instalaciones de MT o AT sin necesidad de cortar en servicio eléctrico, verificando el accionar de la cuadrilla de trabajo en relación de las tareas designadas, considerando las normas de seguridad, el cuidado del medio ambiente, las condiciones reglamentarias establecidas en la resolución 592/04 de la S.R.T y de las normativas que rigen los trabajos en la vía pública. El Nivel de Habilitación 3 permite al operario coordinar, como responsable de trabajo, tareas que requiere la presencia de más de un equipo y/o de alta complejidad. En el caso de situaciones especiales (emergencias), realizará tareas en forma directa todas las actividades descriptas en esta norma."*

Asimismo se definen las Relaciones funcionales y jerárquicas en el espacio de trabajo:

*"El electricista operador especializado - Nivel de Habilitación 3 de TCT, tiene como jefe directo al supervisor del Departamento de TCT."*

*Como personal a cargo tiene a Electricistas operadores especializados - Nivel de Habilitación 2 de TCT, Electricistas operadores Nivel Habilidadación 1 de TCT."*

La Norma de Competencia también establece los principios de Organización del trabajo que debe cumplir el puesto.

A modo de ejemplo (no se incluyen todos los principios incluidos en la norma):

- Organizar las actividades de la cuadrilla/s, controlando el estado de los equipos, aparatos, herramientas, elementos de protección personal y colectiva.
- Verificar en el lugar de trabajo la señalización y demarcación de la zona donde se ejecutarán las tareas.
- Controlar y supervisar en el lugar de trabajo la ejecución de las tareas preventivas y correctivas verificando en todo momento el cumplimiento de las normas de seguridad y la calidad del trabajo realizado.
- Entregará a la supervisión los informes correspondientes, establecidos en los procedimientos e instructivos de la empresa.

La Norma también define el Nivel de Criterios de desempeño, las Evidencias de desempeño y las Evidencias de producto, a saber:

A modo de ejemplo (no se incluyen todos los principios incluidos en la norma):

- Solicitar al Centro de Control la autorización para comenzar las tareas de TCT sobre la instalación, que se encuentra en condiciones de Régimen especial de explotación.



- Se utilizan los elementos de protección personal (acorde al método de TCT utilizado), y ropa de trabajo de acuerdo a las normas de seguridad vigentes y los procedimientos internos de la empresa.
- Planilla de programación de tareas firmada de acuerdo a los procedimientos internos de la empresa.
- Planilla de permiso de régimen especial de explotación firmada de acuerdo a procedimientos internos de la empresa.

Finalmente se establecen las Evidencias de conocimiento, el Conocimiento fundamental y el Conocimiento circunstancial que debe poseer:

A modo de ejemplo (no se incluyen todos los principios incluidos en la norma):

- Reglamentación para trabajos con tensión en instalaciones eléctricas mayores de 1 KV.
- Procedimientos e instructivos internos de la empresa relacionados con TCT.
- Conceptos de electricidad aplicada: Niveles de tensión, distancias eléctricas, etc.
- Conocimientos de seguridad para trabajos en altura.
- Uso de EPP: Guantes dieléctricos de MT y BT, arnés, guantes de protección mecánica y química, anteojos de policarbonato, mascarás anti deflagración, mascarás filtrantes de polvo y vapores químicos, cascos.
- Uso de protectores y alfombras aislantes: Tipos, funciones y conservación.
- Hidroelevadores: manejo, operación, conservación y control.
- Ropa de trabajo.
- Conceptos de normativas de seguridad en la vía pública (Res. Enre 311).
- Procedimientos internos de trabajo.
- Conocimiento de normas certificadas (ISO, OSHAS).

#### 4. Validación de estas normas y elaboración de las herramientas de evaluación.

Si bien la preparación de las Normas de Competencia para los perfiles de puestos identificados fue realizada por expertos en Trabajos con Tensión de la empresa Edenor, este trabajo fue luego estandarizado, verificado y mejorado por expertos en Sistemas de Certificación de Competencias Laborales y validado por todas las partes; dando lugar a las versiones finales de la Norma y de los Instrumentos de Evaluación.

#### 5. Programa de comunicación con reuniones entre los evaluadores y los participantes (Inducción).

La inducción constó de reuniones previas donde se convocó a los grupos de personas que fueron incluidos en la certificación para explicar el concepto de la propuesta.



Fundamentalmente se buscó vencer la lógica resistencia al cambio y los temores a ser evaluados transmitiendo el mensaje acerca de las ventajas que para los mismos trabajadores representa constar con una Certificación de Competencias, la cual se encuentra plenamente avalada tanto por el sindicato que los representa como por el Ministerio de Trabajo de la Nación.

Uno de los puntos en que se realizó hincapié en esta inducción, fue destacar que lo que se busca certificar es el normal saber y entender que los trabajadores han adquirido y se encuentran aplicando día a día en sus puestos de trabajo (más allá de que posean o no estudios formales), siendo que la evaluación se realiza sobre una tarea normal y habitual buscando comprobar sus aptitudes y, eventualmente en el caso de detectar debilidades, generar un programa interno de refuerzo o capacitación que derive finalmente en la adquisición por parte del trabajador de los elementos que fortalezcan sus conocimientos y desempeño en su tarea habitual.

Estas reuniones resultaron muy positivas, los trabajadores de TCT ya se encuentran habituados a ser evaluados en los reciclajes anuales y solo se presentaron muy pocos casos de desconfianza o demandas de compensaciones económicas que fueron clarificadas satisfactoriamente para todas las partes, en conjunto con los representantes del Sindicato.

#### 6. Formación de evaluadores.

La selección de los evaluadores fue realizada en base a dos parámetros:

- Evaluadores con experiencia en normas de competencia
- Evaluadores con experiencia en TCT.

Se realizaron jornadas de formación de evaluadores, en las cuales, se buscó integrar ambos perfiles de evaluadores formando grupos mixtos para que unos facilitaran su experiencia específica a los otros.

Además se buscó cumplir los siguientes objetivos:

- Brindar herramientas conceptuales sobre la evaluación bajo normas de competencia.
- Facilitar herramientas para evaluar bajo estas normas.

- Describir el proceso de evaluación y cada una de sus fases.
- Facilitar el uso de los instrumentos de evaluación.

Finalmente se realizaron jornadas de evaluación “simuladas o de prueba”, en las cuales se trabajó en la evaluación sobre equipos de trabajo reales, realizando tareas con tensión en campo de entrenamiento (los trabajadores estaban al tanto que se trataba de una evaluación formativa) que sirvieron para afianzar y mejorar en base a la práctica, los instrumentos de evaluación, la interacción entre los evaluadores y entre éstos y los trabajadores.

Los tres ingenieros de la empresa Edenor que se han formado como Evaluadores para la Certificación de Competencias de Trabajos con Tensión avalados por el Ministerio de Trabajo de la Nación son:

- Esteban Gola - Jefe de Departamento de TCT AT.
- Jorge Castro - Jefe de Departamento de TCT MT.
- Mario Ramos - Subgerente de Líneas AT y Trabajos con Tensión.

## 7. Guías de evaluación

Las evidencias para la evaluación se obtienen de un instrumento objetivo y consensuado: la Norma de Competencia y las respectivas Guías de Evaluación.

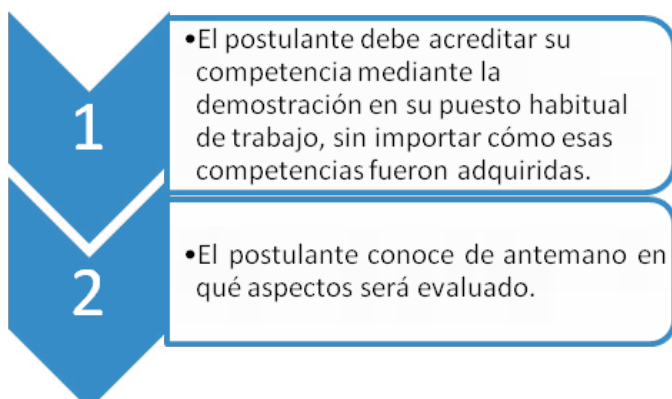
Los evaluadores cuentan con la Guía de evaluación que nivela y asegura una homogeneidad en la evaluación del trabajador cuya competencia se pretende certificar.

La guía cubre, con un profundo nivel de detalle, todos los aspectos del trabajo, de los cuales damos aquí apenas algunos ejemplos:

- La distribución de las actividades de acuerdo al tipo de tarea, la información de las tareas realizadas y los resultados, la aplicación de las Normas y procedimientos de la Empresa, la solicitud del Régimen especial de explotación, la ejecución y/o control de las tareas y utilización de los elementos de protección personal (EPP) y colectivos, el estado de las herramientas, materiales y equipos necesarios para realizar las tareas.
- También se evalúa el control de la zona de trabajo (señalización y demarcación), la utilización de hidroelevadores, el cuidado del medio ambiente, entre otros.

## 8. Evaluación de competencias.

Se evalúa bajo las siguientes premisas:



## Proceso de evaluación

La seriedad del proceso de evaluación se ve asegurada a través de un proceso estandarizado que consta de los siguientes pasos:

### 1. Entrevista

Luego se realizó, en forma individual a cada postulante, la entrevista Socio laboral, mediante la cual se recaba información sobre la trayectoria profesional y personal del postulante, el conocimiento que posee sobre el rol que desempeña, el sistema de organización del trabajo que aplica, la polivalencia del entrevistado y el nivel de autonomía y responsabilidad que demuestra.

La preparación de esta entrevista demanda conocer de antemano los datos del postulante, su realización en un ambiente de trabajo adecuado, la dedicación del tiempo suficiente, la presentación de los objetivos de la entrevista y la explicación de los pasos siguientes y programación del encuentro de evaluación.

### 2. Recopilación de evidencias

Este paso se basa en la utilización de técnicas de observación directa, simulaciones, análisis de producto (o resultados de la tarea), análisis de la documentación normalmente utilizada y se redondea con la utilización de cuestionarios preestablecidos.

La evaluación también incluye la entrega de un Listado de Tareas y Equipos para que el evaluado complete de acuerdo a las situaciones planteadas.

### 3. Situación de Evaluación

En observación de una situación de trabajo, el Certificador observa al postulante en sus tareas normales, de acuerdo a los trabajos programados, cumpliendo con los procedimientos internos de la empresa, las normas de seguridad vigentes, el cuidado del medio ambiente y las normativas que regulan los trabajos en la vía pública.

En cada caso se evalúa al trabajador en lo vinculado al manejo de equipos y herramientas, a la señalización en vía pública y a la asistencia en la ejecución de las tareas preventivas y/o correctivas en las instalaciones de MT o AT.

Se busca que el evaluado realice los pasos lógicos de verificación de fallas, reparación y adecuación de las instalaciones y equipamiento de MT o AT, de acuerdo a los criterios definidos por la normativa vigente en TCT.

Asimismo, el evaluador entrevista al trabajador durante el proceso buscando que éste fundamente la definición de los distintos procedimientos, tipo de señalización requerida y la selección de materiales, equipos y herramientas necesarios para la asistencia en la reparación y adecuación de la red.

Además el evaluador realiza también distintas preguntas a partir de los resultados del registro en la guía de evaluación.

Sin embargo, para evaluar en forma integral al trabajador, se deberán apreciar los fundamentos que posea el trabajador, sobre la base de preguntas integradoras que buscarán el conocimiento específico del hacer en este aspecto.

Para tal fin, el evaluador dispone de una guía de preguntas integradoras que se encuentran específicamente orientadas a obtener esta información y evaluar su actuación en su conjunto.



### 4. Análisis de resultados

En este momento se busca interpretar y valorar la información recopilada de las diversas fuentes ya nombradas:

- Historia socio-laboral del postulante
- Observación de desempeños y productos
- Preguntas integradoras.

Es muy importante en esta etapa detectar y aislar del análisis aquellos factores que puedan afectar la objetividad (tanto positivos como negativos), como ser el efecto halo o aureola, los prejuicios personales o estereotipos.

Un ejemplo del efecto "halo" sería que un evaluador no habituado a Trabajos con Tensión se vea favorablemente impresionado por la especialización de esta trabajo y esto lo lleve a sobrevalorar las aptitudes de todos los entrevistados.

### 5. Retroalimentación al postulante

Este es el paso final y muy importante para que la evaluación sea proactiva y vaya mas allá del objetivo inicial.

El evaluador debe comenzar destacando primero las fortalezas del evaluado, para generar un ambiente positivo. En el caso de tener que indicar debilidades es muy importante que se realice orientando en procesos formativos y destacando que estos procesos serán consensuados con la empresa.

Finalmente se debe brindar información sustantiva sobre como sigue el proceso, a saber:

- Periodo de validez de la certificación
- Tiempo estimado de entrega del certificado
- Notificación del registro en el Ministerio de Trabajo.

## Resultados

Si el trabajador a evaluar cumple con las evidencias de desempeño y producto y da respuesta a las preguntas integradoras referidas a las Unidades de Competencias correspondientes, se considerará que está en condiciones de desarrollar las situaciones de trabajo que hagan a su perfil de puesto.

## Certificado

El proceso de certificación finaliza cuando los trabajadores que participaron de las evaluaciones reciben un certificado de validez nacional emitido por el Organismo Sectorial de certificación para el Sector de Energía Eléctrica, el cual acredita su competencia en el rol que desempeñan.

Este organismo, es una entidad de tercera parte conformada por representantes de la producción y el trabajo de la actividad.

Es importante destacar que este Certificado tiene validez nacional y es completamente independiente de las Habilitaciones obligatorias para TCT que la empresa está obligada a emitir.

## Lecciones aprendidas

Visto desde la jefatura del área de TCT, en un principio resultaba algo confuso la necesidad y beneficios que podrían obtenerse de la implementación de este programa.

Esto se basaba justamente en que el área de TCT ya posee de por sí implementado un sistema completo de Capacitación permanente (con reciclajes anuales), evaluación de los trabajadores y Habilitación formal y obligatoria que es emitida por la empresa.

Fue por ello, que en las primeras reuniones con el Área de Capacitación de Edenor, los que nos mostrábamos resistentes al cambio, es decir a comenzar a trabajar en el proceso de Certificación de Competencias para los trabajadores de TCT, éramos precisamente los niveles de Jefatura de TCT, por considerarlo redundante y muy demandante de tiempo, el recurso mas escaso hoy en día en las todas las organizaciones.

Pero poco a poco fuimos comprendiendo que el Proceso contaba con una estructura que había sido ya perfectamente estudiada por los expertos en el tema del Ministerio de Trabajo y aplicada y probada con éxito en muchos otros sectores de la actividad laboral nacional.

Descubrimos que el sistema aportaba elementos novedosos, que complementaron perfectamente nuestro sistema de evaluación y habilitación vigente. Dado que se conformaron equipos e evaluación mixtos con evaluadores con experiencia en "Evaluación de Competencias" pero sin experiencia en "Trabajos con Tensión" y viceversa se logró que, a partir de la visión de unos se mejorara y complementara la de los otros.

Es así que los evaluadores no expertos en TCT nos dieron una valoración y una visión externa que nos enriqueció. Y viceversa, entendemos que nuestra actuación como evaluadores con experiencia en "Trabajos con Tensión", pero sin experiencia previa en "Evaluación de Competencias" también les aportó a ellos elementos novedosos y beneficiosos, como ser la sistematización y organización del trabajo o el especial cuidado en el control y seguimiento de las herramientas, que no estaban acostumbrados a ver en otras actividades.

Los beneficios para las empresas<sup>2</sup> son:

- Mejora la gestión de los RR.HH.
- Mejora la inversión en capacitación.
- Permite iniciar procesos vinculados a la gestión del conocimiento.
- Introduce procedimientos objetivos para el reconocimiento de la calidad del recurso humano.

## Conclusiones

El proceso de certificación de competencias continúa implementándose, habiéndose cumplimentado todos los pasos y evaluado ya a más del 50% del personal con un buen grado de aceptación de los trabajadores que lo ven positivamente como la validación y formalización de sus capacidades laborales.

Es, para muchos de ellos que se formaron desde cero en la actividad y no contaban con un título de formal de educación técnica, la manera de obtener un Certificado

<sup>2</sup> Ministerio de Trabajo

de validez nacional que obra como tal y permitirá no solo cubrir los aspectos formales de demostración de sus valiosas capacidades laborales, sino también un motivo de orgullo personal.

## Reconocimientos

El proceso de Certificación de Competencias en Edenor S.A. contó con la fundamental participación y organización llevada a cabo por el Área de Capacitación de Recursos Humanos a cargo de Gisella Dobal, la consultoría y colaboración del Ing. Ricardo Casas, ex Subgerente de TCT y la fundamental participación de los Jefes de Departamento de TCT Jorge C. Castro y Esteban Gola.

Asimismo, por parte del Sindicato de Luz y Fuerza cabe destacar la tarea de Marcelo Rípoli y Raul Leiza que fueron muy importantes en todas las etapas de la organización del proceso.

## Referencias

- **Norma de Competencia Laboral**

Electricista Operador Especializado – Nivel de Habilidad 3 – TCT. Nivel de Competencia II

Electricista Operador Especializado – Nivel de Habilidad 2 – TCT. Nivel de Competencia II

Electricista Operador – Nivel de Habilidad 1 – TCT. Nivel de Competencia II

- **Instrumentos de Evaluación Nivel de Competencia II**

Electricista Operador Especializado – Nivel de Habilidad 3 – TCT. Nivel de Competencia II

Electricista Operador Especializado – Nivel de Habilidad 2 – TCT. Nivel de Competencia II

Electricista Operador – Nivel de Habilidad 1 – TCT. Nivel de Competencia II

- **Programa Sectorial de Formación profesional**

Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social.

<http://www.trabajo.gov.ar/certcompetencias/?cat=2>

## Autor



### Mario Ángel Ramos

Subgerente de Líneas Alta Tensión y Trabajos con Tensión de Edenor S.A., Argentina.

Ingeniero Electricista (1989) y Máster en Administración de Empresas (1998).

Miembro de la AEA, participa en la Comisión N° 21 sobre Trabajos con Tensión y en el Grupo de TCT CIER.

Presidente del Comité Técnico del CITTES 2015 (Congreso Internacional de Trabajos con tensión y Seguridad en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y Mantenimiento sin tensión en instalaciones de Alta Tensión).

Certificador Oficial de Competencias en TCT por el Organismo Sectorial de certificación para el Sector de Energía Eléctrica - Argentina.

**CONSTRUCCIÓN DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS EN LATAM**

**TECNO**  
group  
[www.tecnogroup.com.uy](http://www.tecnogroup.com.uy)

World Trade Center - I.A. de Herrera 1248 Torre I of. 808  
Tel: (+598) 26227700  
Montevideo - Uruguay

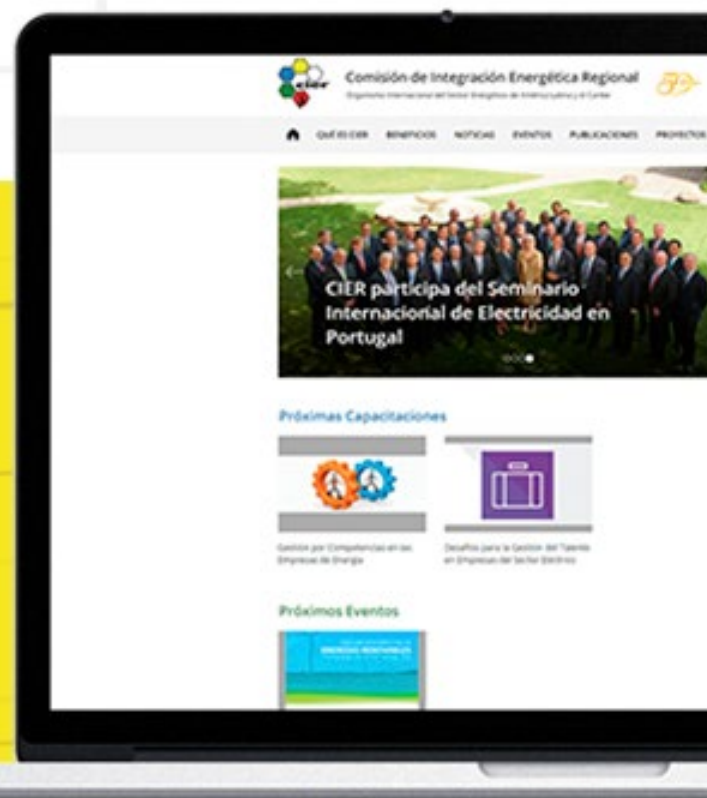




¡Conoce el  
**nuevo**  
sitio web  
de la **CIER!**

**MÁS**  
**RÁPIDO**  
**DINÁMICO**  
**INTERACTIVO**

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



# El aporte de la central hidroeléctrica Miel I a la conservación de la biodiversidad

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía  
Noviembre 2014

## Autores:

**Huber Alexander Vanegas V**, Ingeniero Forestal (MSc), Profesional Ambiental  
- ISAGEN S.A. E.S.P - Colombia

**Germán Ignacio Andrade P.**, Biólogo (MSc), Profesor  
- UNIVERSIDAD DE LOS ANDES - Colombia

**Eugenio Valderrama E.**, Biólogo (MSc), Investigador -  
FUNDACIÓN HUMEDALES - Colombia

**Sebastián González C.**, Biólogo, Investigador -  
JARDÍN BOTÁNICO MEDELLÍN - Colombia

## DATOS DE LA EMPRESA

**ISAGEN S.A. E.S.P**

**Dirección:** Cra 30 No. 10-280

**Localidad:** Medellín, Colombia

**Teléfono:** (57-4) 448 72 27

**Fax:** (57-4) 448 88 87

**E-Mail:** hvanegas@isagen.com.co

## Resumen

Con base en los 18.763 registros biológicos de 1.070 especies generados por la Central Hidroeléctrica Miel I y el análisis del cambio de coberturas vegetales (entre 1991 y 2011) en unas de 20.000 ha, entre los municipios de Samaná, Victoria y Norcasia al oriente del departamento de Caldas (Colombia), se presentan aportes a la conservación asociados con la creación del embalse Amará y la operación de la central hidroeléctrica Miel I de ISAGEN, principalmente por la conformación de la franja de bosques de protección del embalse.

Se encontraron 17 a 23 especies con algún grado de amenaza, algunas de ellas con distribución restringida y reducida por la deforestación. Para todas las especies listadas el proyecto permitió en los últimos 20 años, el mejoramiento de su hábitat, pues los bosques pasaron de 188 ha (6% de toda el área de influencia) a 2.527,3 (89,5%).

El efecto positivo sobre el hábitat se presenta también con el paso de muchos fragmentos pequeños (<1.000 ha) a un solo fragmento (> 4.000 ha). Aunque las especies no representaron un objetivo explícito de gestión ambiental, el hecho de que la Empresa ISAGEN S.A. haya promovido la investigación biológica, permite hoy día documentar su

contribución a la conservación. A través de la investigación y la recuperación de los hábitats, las empresas de generación hidroeléctrica, en especial los proyectos ubicados en zonas con déficit en acciones de conservación, pueden así vincularse a las estrategias nacionales de conservación de la biodiversidad.

## Introducción

Las represas son uno de los factores de pérdida de la biodiversidad en el mundo [1]. El represamiento de los ríos conlleva cambios en el flujo, el patrón de pulsos de inundación y la calidad del agua, con efectos en las llanuras de inundación [2]. Las represas generan efectos sobre la biodiversidad adicionales en los sistemas acuáticos continentales, tanto para pequeños proyectos como para cadenas de generación (acumulativos) [3].

No obstante, las represas también traen beneficios ambientales. Los lagos artificiales representan recursos ambientales nuevos, que permiten el suministro de energía "limpia" y oferta de recursos y hábitat para la vida silvestre [1], además de la protección de las cuencas hidrográficas aportantes [4]. En este sentido, el desarrollo hidroeléctrico debe sopesar costos y beneficios ambientales no solo de proyectos individuales, sino que a nivel del sector se hace necesaria una evaluación ambiental estratégica [5]. Para evitar cambios acumulativos o irreversibles en la biodiversidad, al menos un conjunto representativo de los sistemas fluviales del país debería ser manejado para la conservación de su integridad ecológica y biodiversidad, para lo cual se ha propuesto la figura de "Río protegido".

En el ámbito de influencia de un proyecto particular se parte de un balance entre los beneficios y costos, que se expresa en el proceso de licenciamiento. Dada la naturaleza diferente de los impactos negativos y los efectos positivos de los embalses, no es posible pretender una definición de impactos netos. Hay compromisos insalvables (*tradeoffs*), en especial frente a la conservación de la biodiversidad y de algunos servicios ambientales. Con todo, la visión predominante en los procesos de licenciamiento ambiental ha sido señalar solamente los costos, y en pocas ocasiones hay conciencia de beneficios ambientales que generan los proyectos, en particular frente a la conservación de la biodiversidad. Con base en la información generada a partir de la construcción y operación de la Central Hidroeléctrica Miel I (en adelante Miel I), propiedad de ISAGEN, se

documentan contribuciones a la conservación que han sido posibles a través del proyecto y se recomiendan formas para vincular activamente al sector hidroeléctrico a la estrategia nacional de conservación de la biodiversidad y sus servicios ecosistémicos.

### Área de estudio

La Central Miel I se encuentra en la vertiente oriental de la cordillera Central en el Departamento de Caldas (entre los municipios de Norcasia, Samaná y Victoria) (Fig. 1). El embalse Amaní formado por el represamiento de los ríos La Miel, Moro y la quebrada Santa Bárbara, tiene 1.376 ha y un volumen de agua de 571 millones m<sup>3</sup>, para una eficiencia energética favorable de 3,47 (Ha/MW). Se encuentra a una altura de 450 msnm, con 25,5°C de temperatura promedio anual y 5.500 mm/año de precipitación [6]. Tiene pendientes muy fuertes y los suelos son superficiales y erosionados, debido en gran medida a quemadas periódicas para pastos y cultivos transitorios en usos pasados [7]. La zona pertenece a la prolongación sur de las selvas del Choco - Magdalena en su transición hacia las selvas andinas, con continuidad original desde el nivel basal del río Magdalena hasta cerca de 3.000 msnm, con alta riqueza de especies y endemismos [8]. Uno de los objetivos de ISAGEN en la implementación de su gestión ambiental, es generar acciones que contribuyan a la sostenibilidad y al desarrollo de entornos más viables en sus áreas de influencia.



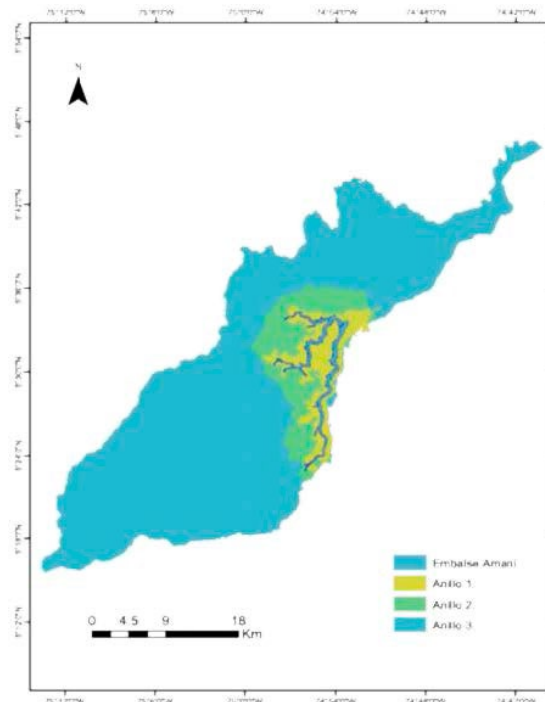
**Fig. 1.** Ubicación del embalse Amaní de la central Miel I y el área de estudio. Tomado de Ecosistemas Continentales de Colombia (2006).

### Metodología

El área de trabajo se encuentra en las subcuencas del cañón del río La Miel en inmediaciones del embalse, ubicada a partir de un modelo digital de elevación (resolución de 90m \* 90m, rango 225 a 1.100 msnm) con la función Basin GRID (ArcInfo 9.3, ESRI). Para el análisis, se definieron tres áreas de influencia o "anillos", a saber: una primera franja de influencia que está conformada por predios adquiridos por la empresa para la inundación (2.930,1 ha), además de otros predios particulares (4.424,5 ha), los cuales consolidan una franja de protección alrededor del espejo de agua de 7.354,6 ha, y un área inundada de 1.376 ha (Anillo 1). Una segunda franja de influencia corresponde con los predios hasta la divisoria de agua del cañón, desde las colas del embalse hasta la presa, con 19.119,6 ha. En un polígono inscrito en esta área, ISAGEN [9] y la empresa Servicios Ambientales y Geográficos S.A. (en adelante SAG), describieron las coberturas vegetales a partir de imágenes Quickbird (2006) (Anillo 2). Un tercer anillo de

influencia, que corresponde con la cuenca del Río La Miel y algunas zonas de bosques con continuidad hacia otras cuencas vecinas, como lo es el Parque Nacional Selva de Florencia (Anillo 3) (ver Fig. 2).

La información de biodiversidad asociada especialmente a los anillos 1 y 2 que fue utilizada para los análisis, proviene de fuentes secundarias, entrevistas y visitas de campo. Se sistematizaron y georreferenciaron registros de aves, mamíferos, reptiles, anfibios [10] y plantas [11, 12] en formato compatible con The R Project for Statistical Computing.



**Fig. 2.** Áreas de influencia definidas. Anillo 1: predios alrededor del embalse; Anillo 2: divisoria de aguas del cañón húmedo; Anillo 3: cuenca hidrográfica de captación del Río La Miel.

Los registros biológicos incluidos se georreferenciaron usando las descripciones de las localidades y del hábitat asociado, para determinar la ubicación geográfica y la cobertura vegetal correspondiente. El valor de conservación de las especies de fauna se definió con base en la Lista Roja de Especies Amenazadas de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza y la Serie de Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia [13], [14], [15], [16]. Para las plantas se usaron los Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia [17] y las Listas Rojas Preliminares de Plantas Vasculares de Colombia del Instituto Alexander von Humboldt [18], complementados con observaciones locales de [7]. Los cambios de cobertura en superficie y fragmentación, se basaron en los mapas realizados por ISAGEN [11].

Se consideró que los bosques más maduros presentes en la zona en el año c. 2011, corresponden a los relictos existentes en la zona del proyecto hace 20 años, y aquellos en predios de ISAGEN en las categorías "media intervención" y "alta intervención", corresponden a vegetación producto de la regeneración desde que la empresa adquirió los predios, así como que el cambio en las coberturas vegetales durante este periodo de tiempo en predios particulares, no fue drástico. Se estimaron las áreas de los fragmentos en las categorías integradas de "bosque" y "no bosque", se midieron los tamaños para c. 1991 y 2011, con el paquete ArcGIS y las distribuciones se graficaron usando R. Se organizaron los datos utilizando funciones del paquete picante [19] de R, para asociar registros biológicos en número de especies, con su valor de conservación y tipo de cobertura (ver además [9]).



## Resultados

### Riqueza de especies

Los 18.736 registros biológicos disponibles corresponden con 1.070 especies asociadas principalmente con ambientes terrestres y 16 especies de peces, de las cuales 12 son nativas y 4 introducidas que han sido reportadas en el embalse. Entre todas hay 17 especies con algún grado de amenaza

según UICN, y 23 según las evaluaciones nacionales (Tabla 1). El listado de las especies se presenta en las Tablas 2 y 3. La mayoría de las especies, y en especial las que tienen algún riesgo de extinción, están asociadas con las coberturas de bosque.

**TABLA 1. RIQUEZA DE ESPECIES Y VALOR DE CONSERVACIÓN EN ÁREA DE INFLUENCIA DEL EMBALSE AMANÍ.**

Grupo	Riqueza	UICN	Libros Rojos	Registros Biológicos
Anfibios	38	2	1	1067
Aves	292	4	3	8140
Mamíferos	113	5	8	2173
Reptiles	64	1	2	624
Plantas	563	5*	9	6732
<b>Total</b>	<b>1070</b>	<b>17</b>	<b>23</b>	<b>18736</b>

\* FUENTE [7].

### Coberturas y ecosistemas terrestres

En los últimos veinte años se observa un cambio importante de la cobertura vegetal en el área de influencia de la central. El desarrollo de vegetación secundaria de tipo arbórea es total dentro de los predios adquiridos, y parcial en su área colindante. La cobertura boscosa pasó de 188 ha (6%) a 2.527,3 ha (89,5%). Los cambios más notorios se refieren al paso de zonas abiertas o de rastrojos bajos a bosques secundarios.

Además del cambio en la superficie de las coberturas, se presenta una modificación en el patrón espacial de los ecosistemas, con una disminución del número de fragmentos y de clases de tamaño. En c. 1991 predominaban los fragmentos pequeños, con menos de 1.000 ha, mientras que en 2011 la mayor cobertura se presenta en un solo fragmento forestal de más de 4.000 ha (Fig. 3).

**TABLA 2: ESPECIES DE FAUNA AMENAZADAS EN LA ZONA DE ESTUDIO**

Nombre científico	Nombre común	UICN	Libros Rojos	# Registros
<b>Anfibios</b>				
Rhinella sternosignata	Sapo cruzado	NT	LC	13
Sachatamia punctulata	Rana	VU	LC	7
Bolitoglossa lozanoi	Salamandra	DD	VU	36
<b>Aves</b>				
Capito hypoleucus	Torito capiblanco	EN	EN	55
Habia gutturalis	Habia ahumada	NT	NT	50
Aburria aburri	Pava negra	NT	NT	2
Dendroica cerulea	Reinita cerúlea	VU	NE	1
<b>Mamíferos</b>				
Saguinus leucopus	Tití gris	EN	VU	127
Cebus albifrons	Maicero blanco	EN	NT	5
Leopardus wiedii	Tigrillo peludo	NT	NT	6
Aoutus griseimembra	Mico de noche	VU	VU	31
Dinomys branickii	Guagua loba	VU	VU	2
Cabassous centralis	Armadillo coiletrapo	DD	NT	13
Lontra longicaudis	Nutria	DD	VU	9
Leopardus pardalis	Tigrillo canaguaro	LC	NT	3
<b>Reptiles</b>				
Trachemys scripta	Hicotea, galápago	NT	NT	1
Rhinoclemmys melanosterna	Hicotea palmera	NE	NT	1
<b>Peces</b>				
Prochilodus magdalenae	Bocachico	NE	CR	
Ichthyoelephas longirostris	Pataló	NE	EN	

Donde: CR: en peligro crítico, EN: en peligro, VU: vulnerable, NT: casi amenazado, LC: preocupación menor, DD: datos insuficientes, NE: no evaluado.

Conservación de especies y sus hábitats

Los cambios de cobertura tienen un significado diferente en cuanto a calidad del hábitat de las especies en cuestión. En general para todas las especies amenazadas hay un cambio positivo del hábitat, que es sustancial para la supervivencia local de al menos tres de las cuatro especies de aves amenazadas. Es el caso de *Capito hypoleucus*, especie endémica de Colombia y con distribución bastante restringida, el mejoramiento de la calidad del hábitat en la zona del embalse Amaní, representa un aporte importante, toda vez que es una especie amenazada por la deforestación y su hábitat potencial ha sido sensiblemente disminuido y reducido a pequeños relictos en el sur de su ámbito de distribución (zona del Magdalena de Caldas, Antioquia, Cundinamarca y Boyacá), además de no estar bien representada dentro del Sistema Nacional de Áreas Protegidas [20].

**TABLA 3:** ESPECIES DE PLANTAS AMENAZADAS EN LA ZONA DE ESTUDIO

Pantas	Nombre común	Cardona et al. 2010	Libros Rojos
Aniba perutilis	Comino, Laurel	CR	NE
Cariniana pyriformes	Abarco	CR	CR
Cedrela odorata	Cedro	EN	NE
Caryocar glabrum	Almendrón	VU	NE
Caryocar amygdaliferum	Almendrón, Caguí	NE	EN
Hyptidendron arboreum	Aguanoso	VU	NE
Gustavia romeroi	Chupo	NE	EN
Gustavia speciosa	Chupo	NE	NT
Gustavia petiolata	Chupo	NE	VU
Lecythis ampla	Olla de mono	NE	NT
Lecythis mesophylla	Olla de mono	NE	VU
Syagrus sancona	Palma sancona	NE	VU
Trattinnickia lawrencei	Trementino, Caraño	NE	VU

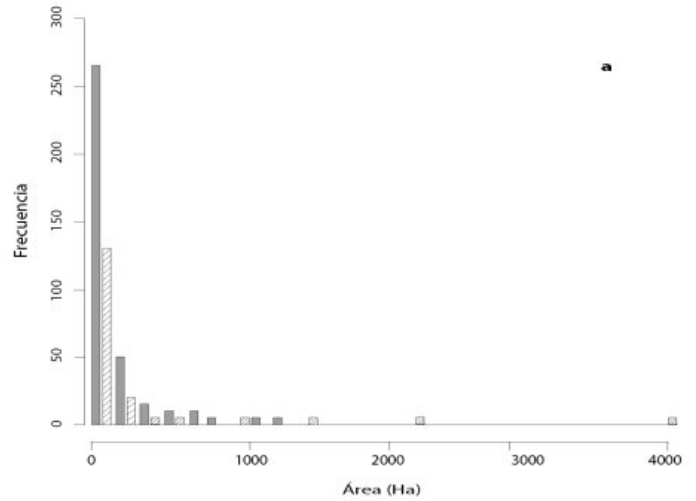
En el caso de *Habia gutturalis* especie endémica del noroccidente de Colombia y considerada casi amenazada, aunque aparentemente es tolerante a cierto grado de deforestación o fragmentación, claramente depende de mosaicos de vegetación forestal [14], los cuales han aumentado en superficie y calidad en el área de influencia de la Central Miel I.

En los mamíferos, *Saguinus leucopus*, es una especie endémica de Colombia, altamente vulnerable por la deforestación y que puede sobrevivir en parches aislados y bosques secundarios y que no está suficientemente representada en el Sistema de Áreas Protegidas [15].

Como parte de las medidas para su conservación, considerando que su rango de distribución es muy pequeño y que su hábitat ha venido siendo destruido de manera progresiva [21], estos autores recomiendan su protección en la cuenca del río La Miel, lo cual claramente ha sucedido a nivel local y regional asociado al desarrollo de la Central Miel I.

Igualmente, *Aoutus lemurinus griseimembra*, es una subespecie vulnerable presente en todo tipo de bosques y amenazada por la deforestación en la cuenca del Magdalena [22].

La protección de su población y hábitat en predios de la Central, corresponde con las recomendaciones dadas para la conservación de esta especie a nivel nacional (ver [22]).



**Fig. 3.** Cambio en la frecuencia de clases de tamaño de fragmentos. Las barras llenas son bosques hace c. 20 Años y las barras achuradas los bosques hoy.

La salamandra (*Bolitoglossa lozanoi*) es una especie endémica para Colombia en situación vulnerable, presente en bosques cercanos al agua y con una distribución muy restringida a algunas localidades. Su presencia documentada en inmediaciones de la Central Miel I, significa una contribución crucial a su conservación a nivel mundial.

Hay también casos en los cuales la contribución a la conservación es sobre poblaciones de especies en disminución, pero con una distribución mayor. La pava o gualilo (*Aburria aburri*), es una especie considerada casi amenazada y con poblaciones decrecientes en el país, básicamente por la deforestación y por la caza [14], y el mejoramiento de la calidad del hábitat y su protección directa, representa una contribución local a su conservación. En situación similar, el titi *Cebus albifrons*, en la subespecie versicolor, es una población casi amenazada debido a la severa deforestación en la zona del Magdalena Medio [23], por lo que la conservación de una parte importante de su hábitat en la zona de interés, representa una contribución preventiva para su conservación. Algo similar sucede con los trigrillos *Leopardus wiedii* y *Leopardus pardalis*. La primera de ellas es una especie casi amenazada, en especial en la zona del Magdalena, dada la amplia deforestación [24], por lo que la estabilización de sus poblaciones en un hábitat protegido alrededor del embalse Amaní, representa una importante contribución. En la segunda, la subespecie *pseudopardalis*, casi amenazada por la caza y la destrucción de su hábitat, se encuentra principalmente en el norte de Colombia; es una especie que requiere densa cobertura forestal como refugio, aunque incursiona en áreas más abiertas [24]. La creación de áreas de protección como recomendación principal, corresponde con el aporte realizado. El roedor de montaña *Dinomys branickii* es una especie vulnerable, presente en toda la zona andina colombiana por debajo de los 2.400 Msnm, con una rápida disminución poblacional producto de la caza y la deforestación [25]. En este último, la permanencia en los bosques de la Central Miel I representa una contribución a su conservación. La misma situación se encuentra en *Cabassous centralis*, especie casi amenazada, presente en bosques en el norte de Colombia, con poblaciones en disminución debido a la deforestación y la caza [26]. La contribución de la Central Miel I es importante, por encontrarse ésta situada en el sur de su área natural de distribución.

Interesante resultó documentar la presencia del pez *Ichthyocephalus longirostris* (pataló), especie endémica para Colombia de la cuenca del río Magdalena y presente en tributarios mayores de aguas claras y rápidas, en peligro por

sobrepesca y por deterioro de su hábitat [27]. La contribución de la Central Miel I podría referirse a la presencia de una población aislada en recomposición aguas arriba de la presa.

Entre los anfibios, la rana *Rhinella sternosignatana* es una especie casi amenazada a nivel global, con poblaciones de distribución restringida en los Andes de Colombia y Venezuela [28]; su presencia alrededor del embalse representa una población local protegida, situación similar a *Sachatamia punctulata* (Vu) [29].

Entre las plantas amenazadas se encuentra un conjunto de especies con poblaciones reducidas por la deforestación y el uso, principalmente por su valor económico (ver **Tabla 3**). Se destacan *Aniba perutilis* (en peligro crítico), amenazada por deforestación y tala selectiva, y *Cariniana pyriformis* (en peligro crítico), por encima de los 200 m [30] con poblaciones en recuperación en los alrededores del embalse. También se encuentra en la zona la palma *Syagrus sancona* (vulnerable), con distribución altimétrica y geográfica propicia para la especie [17].

### Otras especies de interés y posible ocurrencia

Una buena parte de la contribución potencial a la conservación en la franja de protección del embalse Amani, no puede ser documentada aún por falta de inventario y conocimiento sobre la distribución de especies. Entre ellas, un grupo en el cual muy posiblemente la contribución de conservación está sub-representada en la muestra, son las orquídeas, entre las cuales, hay un conjunto de especies con ocurrencia posible en la zona y que valdría la pena estudiar en detalle. Estas podrían ser, de acuerdo con la distribución y estado conocido [31], *Dracula nycterina* (en peligro) presente en el vecino departamento de antioquia por encima de los 1.200 m, *Masdevallia pescadoensis* (en peligro) por encima de los 800 m, *Cycnoches densiflorum* por encima de los 800 m, *Dracula cutis-bufonis* (vulnerable) por encima de los 1.800 m, *Masdevallia angulifera* (vulnerable) por encima de los 1.800 m, *Odontoglossum citrinum* (vulnerable) por encima de los 2.000 M, entre muchas otras posibles.

Una situación similar se da para las palmas [17], entre las cuales *Astrocaryum malybo* (en peligro), es una especie presente en la región en esta vertiente de caldas por encima de los 750 m, la cual podría encontrarse claramente en la zona de interés. Asimismo, según estos autores, *Attalea cohune* se encuentra en la región del Magdalena Medio hasta los 400 metros y *Astrocaryum triandrum*, registrada en el río La Miel y conocida entre los 200 y 500 m en su área de distribución; no se encuentran en la lista de especies en la zona del proyecto, pero muy presumiblemente está presente en la zona. Lo mismo podría estar sucediendo con especies de bromelias, en las cuales según su distribución en la cuenca del río La Miel [32], podrían estar presentes *Guzmania betancurii* (en peligro), incluso por encima de los 1.300 M en el Parque Nacional Natural Selva de Florencia, y *Pitcairnia alversonii* (Vulnerable), presente en norcasia entre los 150 y 1.200 m. Todas estas especies podrían ser objeto de búsqueda inmediata en la zona de influencia de la Central Miel I.

### Discusión

Los resultados en conservación no obedecen a objetivos explícitamente integrados a la construcción y operación de la Central Miel I, sin embargo, el hecho que ISAGEN desde la construcción de la central, más allá de sus obligaciones ambientales, haya realizado directamente o apoyado inventarios y caracterizaciones de la biodiversidad, permite hoy documentar aportes específicos a los objetivos

nacionales de conservación de la biodiversidad.

El cambio de coberturas vegetales que ha ocurrido como un efecto de protección ambiental alrededor del embalse Amani, ha producido un cambio en la estructura, composición y funcionalidad de los bosques [12], mejorando la disponibilidad del hábitat de especies que representan un valor global y nacional de conservación. Aunque algunas de estas especies también se encuentran en crecimiento secundario, incluso temprano, es claro que no sobrevivirán en una matriz dominada por pastos y con fragmentos de rastrojo, como era el paisaje en el año 1991. La Central Miel I habría así cambiado una trayectoria de degradación de los bosques con posibles extinciones locales para estas especies.

Las contribuciones realizadas a la conservación son sin embargo mayores, y podrían documentarse con más inventarios y evaluaciones locales de especies. En efecto, la riqueza florística hasta hoy documentada en la franja de protección del embalse, es relativamente moderada en relación con otros sitios cercanos (Cañón del río Claro por ejemplo), y las curvas de acumulación de especies no se han estabilizado por insuficiencia de los inventarios o como efecto del proceso de regeneración que viene ocurriendo [12].

Las contribuciones a la conservación de la biodiversidad, derivadas de la operación de la Central Miel I, podrían además potenciarse en un ámbito regional, por la estrecha distribución altitudinal de las especies y sobre todo por la eventual protección o restauración del hábitat en el gradiente altitudinal. En el corto o mediano plazo, esto se podría lograr mediante la creación de un Distrito de Manejo Integrado -DMI- en el área de influencia de la central miel i, la cuenca del proyecto y sus áreas de captación, con zonas núcleo de conservación en los relictos y reconstruyendo la conectividad en los paisajes rurales, en especial a través de un corredor de conservación entre la Central Miel I y el Parque Nacional Natural Selva de Florencia.

Las contribuciones a la conservación adecuadamente definidas y documentadas, podrían además ser reconocidas y potenciadas por las autoridades ambientales, en especial cuando hay en marcha otros desarrollos hidroeléctricos en la región, en un paisaje muy afectado por las acciones humanas por debajo de los 2500 msnm, con relictos de bosque y pastos principalmente, una bajísima representación de áreas protegidas [33], en una región que corresponde con una prioridad nacional de conservación por el tipo de arreglo de ecosistemas altamente irremplazables [34].

La Central Miel I y la franja de protección del embalse Amani, demuestran que a pesar de los impactos no mitigables de este tipo de proyectos, sus contribuciones a los objetivos nacionales de conservación de la biodiversidad son muy importantes, lo cual podría llevarse a la incorporación explícita de aportes a la conservación de la biodiversidad dentro de los procesos de licenciamiento y manejo ambiental, aumentando así su valor social y legitimidad, siendo un ejemplo de desarrollo del concepto de gestión empresarial de la biodiversidad [35].

### Recomendaciones

- Mantener los inventarios de biodiversidad en la zona de influencia directa del proyecto.
- Hacer inventarios dirigidos hacia la búsqueda de especies con especial valor de conservación.
- Documentar y monitorear el estado de las poblaciones amenazadas.



- Continuar la adquisición o manejo de predios, previamente priorizados según el criterio de mejoramiento del hábitat de las especies amenazadas (presencia de especies y conectividad de sus poblaciones).
- Mejorar la integridad de los ecosistemas, mediante la introducción o repoblamiento de especies anteriormente presentes y con poblaciones degradadas en la zona.
- Mantener la restauración pasiva y convertirla en conservación agenciada mediante la documentación de los cambios en la biodiversidad.
- Mejorar la calidad del hábitat de las especies por fuera del área de influencia de la Central, a través de la aplicación de herramientas de manejo de biodiversidad en paisajes rurales y en especial de la agencia de un corredor biológico de conservación entre La Central Miel I y el Parque Nacional Natural Selva de Florencia.
- Integrar explícitamente la conservación de la biodiversidad terrestre, como un elemento constitutivo del negocio de producción de energía limpia.
- Inscribir las áreas de conservación de la Central ante la autoridad ambiental, como un ejemplo de lo que sería la modalidad "Áreas Protegidas Empresariales".

## Referencias

[1] McAllister, J. F. Craig & N. Davidson. 2001. Biodiversity impacts of large dams. IUCN - UNEP. World Commission on Dams.

[2] Junk, W. J. 1999. The flood pulse concept of large rivers: learning from the tropics. *Archiv für Hydrobiologie* 115: 261-280

[3] González, O. V. y M. T. Palacios. 2007. Guía para integrar consideraciones de biodiversidad en las Evaluaciones Ambientales Estratégicas EAE. En. Pp. 59/89. Amaya, O. D. y M. Bonilla. 2007. (Compiladores.). *Avances y perspectivas de la aplicación e las evaluaciones ambientales estratégicas en Colombia*. Universidad Externado de Colombia y Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Bogotá.

[4] Vanegas V., H. A. 2011. Evaluación de las intervenciones asociadas a la gestión ambiental de ISAGEN en la cuenca del río Guarinó, utilizando la herramienta SIG. Artículo expuesto en las Jornadas Técnicas de Producción de Energía. ISAGEN.

[5] Amaya, O. D. y M. Bonilla. 2007. (Compiladores.). *Avances y perspectivas de la aplicación e las evaluaciones ambientales estratégicas en Colombia*. Universidad Externado de Colombia y Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Bogotá.

[6] ISAGEN. 2001. Diseño de rescate de flora terrestre. Actualización de la información florística en el área de influencia de la Central Hidroeléctrica La Miel I. Ejecutado por la Fundación Convida. Pág. 94.

[7] Cardona N, F. A., David H, H. & S.E. Hoyos G. 2010. Flora de la Miel, Central Hidroeléctrica Miel I, Oriente de Caldas, Guía Ilustrada. ISAGEN -Universidad de Antioquia, Herbario Universidad de Antioquia (HUA), Medellín, Colombia. 228 pp.

[8] Hernández-Camacho J.I., Hurtado, A.G., Ortiz, R.Q. & Walschburger, T. 1992. Unidades biogeográficas de Colombia. En: Gonzalo Halffter (compilador), *La diversidad biológica de Iberoamérica I*. Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo. Instituto de Ecología, A.C. Secretaría de Desarrollo Social. *Acta Zoológica Mexicana*. México. 105-151 pp.

[9] ISAGEN. 2008. Monitoreo de la recuperación paisajística central Hidroeléctrica Miel I. Informe de avance. del contrato N° 46/2620. Ejecutado por SAG (Servicios Ambientales y geográficos).

[10] ISAGEN. 2011a. Programa de monitoreo fauna silvestre Central Hidroeléctrica Miel I 2010, Contrato n° 46/3004, Informe Final. Ejecutado por Universidad Católica de Oriente.

[11] ISAGEN. 2010. Monitoreo de la recuperación paisajística central Hidroeléctrica Miel I. Informe final. Ejecutado por SAG (Servicios Ambientales y geográficos).

[12] ISAGEN. 2011b. Variación de la diversidad dinámica y biomasa aérea asociada con la sucesión natural en bosques secundarios protectores de las áreas de embalses de ISAGEN. Informe Final. Convenio de Cooperación Interinstitucional No 46/3127 con Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, Facultad de Ciencias Agropecuarias, Departamento de Ciencias Forestales.

[13] Castaño-Mora, O.V. (Ed.). 2002. Libro Rojo de reptiles de Colombia. Serie de Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia. Conservación Internacional Colombia, Instituto de Ciencias Naturales - Universidad Nacional de Colombia, Ministerio del Medio Ambiente. Bogotá, Colombia. 160 pp.

[14] Renjifo, L.M. Franco-Maya, A.M., Amaya-Espinel, J.D., Kattan, G.H. & López-Lanús B (Eds.). 2002. Libro Rojo de Aves de Colombia. Serie de Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia. Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt y Ministerio del Medio Ambiente. Bogotá, Colombia. 562 pp.

[15] Rodríguez, J.V., A. Rodríguez y T. Defler. 2006. *Saguinus leucopus*. En: Rodríguez-M, J.V., Alberico, M., Trujillo, F. & Jorgenson, J. (Eds.). 2006. Libro Rojo de los Mamíferos de Colombia. Serie de Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia. Conservación Internacional Colombia, Instituto de Ciencias Naturales - Universidad Nacional de Colombia, Ministerio del Medio Ambiente. Bogotá, Colombia. 433 pp.

[16] Rueda-Almonacid, J.V., Lynch, J.D. & A. Amézquita (Eds.). 2004. Libro rojo de anfibios de Colombia. Serie Libros Rojos de Especies

Amenazadas de Colombia. Conservación Internacional Colombia, Instituto de Ciencias Naturales - Universidad Nacional de Colombia, Ministerio del Medio Ambiente. Bogotá, Colombia. 384 pp.

[17] Galeano, G. y R. Bernal. 2005. Palmas. Pp. 59-244.

[18] Calderón, E., Galeano, G. & García N (Eds.). 2002. Libro Rojo de Plantas Fanerógamas de Colombia. Volumen 1: Chrysobalanaceae, Dichapetalaceae y Lecythidaceae. Serie Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia. Instituto Alexander von Humboldt, Instituto de Ciencias Naturales - Universidad Nacional de Colombia, Ministerio del Medio Ambiente. Bogotá, Colombia. 219 pp.

[19] Kembel, S.W., Cowan, P.D., Helmus, M.R., Cornwell, W.K., Morlon, H., Ackerly, D.D., Blomberg, S.P. & Webb, C.O. 2010. Picante: R tools for integrating phylogenies and ecology. *Bioinformatics* 26:1463-1464.

[20] Munera, C. y O. Laverde. 2002. *Capito hypoleucus*. en: Renjifo, L.M. Franco-Maya, A.M., Amaya-Espinel, J.D., Kattan, G.H. & López-Lanús B (Eds.). 2002. Libro Rojo de Aves de Colombia. Serie de Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia. Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt y Ministerio del Medio Ambiente. Bogotá, Colombia. 562 pp.

[21] Morales-Jimenez A.L., Vejarano S., Rodríguez C.L., y Ospina O. 2008. Programa Nacional para la Conservación de la Especie Endémica de Colombia tití gris (*Saguinus leucopus*). Bogotá, Marzo de 2008.

[22] Defler, T., A. Rodríguez y E. Palacios 2006. *Aotus lemurinus*. en: Rodríguez-M, J.V., Alberico, M., Trujillo, F. & Jorgenson, J. (Eds.). 2006. Libro Rojo de los Mamíferos de Colombia. Serie de Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia. Conservación Internacional Colombia, Instituto de Ciencias Naturales - Universidad Nacional de Colombia, Ministerio del Medio Ambiente. Bogotá, Colombia. 433 pp.

[23] Defler, T., A. Rodríguez y E. Palacios 2006. *Cebus albifrons*. en: Rodríguez-M, J.V., Alberico, M., Trujillo, F. & Jorgenson, J. (Eds.). 2006. Libro Rojo de los Mamíferos de Colombia. Serie de Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia. Conservación Internacional Colombia, Instituto de Ciencias Naturales - Universidad Nacional de Colombia, Ministerio del Medio Ambiente. Bogotá, Colombia. 433 pp.

[24] Jorgenson, J., J. V. Rodríguez, C. Duran, M. Bedoya y A. Gonzales. 2006. *Leopardus wiedii*. En: Rodríguez-M, J.V., Alberico, M., Trujillo, F. & Jorgenson, J. (Eds.). 2006. Libro Rojo de los Mamíferos de Colombia. Serie de Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia. Conservación Internacional Colombia, Instituto de Ciencias Naturales - Universidad Nacional de Colombia, Ministerio del Medio Ambiente. Bogotá, Colombia. 433 pp.

[25] Alberico, M. 2006. *Cabassous centralis*. En: Rodríguez-M, J.V., Alberico, M., Trujillo, F. & Jorgenson, J. (Eds.). 2006. Libro Rojo de los Mamíferos de Colombia. Serie de Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia. Conservación Internacional Colombia, Instituto de Ciencias Naturales - Universidad Nacional de Colombia, Ministerio del Medio Ambiente. Bogotá, Colombia. 433 pp.

[26] Alberico, M. 2006. *Leopardus pardalis*. En: Rodríguez-M, J.V., Alberico, M., Trujillo, F. & Jorgenson, J. (Eds.). 2006. Libro Rojo de los Mamíferos de Colombia. Serie de Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia. Conservación Internacional Colombia, Instituto de Ciencias Naturales - Universidad Nacional de Colombia, Ministerio del Medio Ambiente. Bogotá, Colombia. 433 pp.

[27] Mojica, J.I., R. Álvarez y P. Lehmann. 2002. *Ichthyoelephas longirostris*. En: Mojica, J.I., Castellanos, C. Usma, S. & Alvarez R (Eds.). 2002. Libro Rojo de Peces Duleacuícolas de Colombia. Serie de Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia. Instituto de Ciencias Naturales - Universidad Nacional de Colombia, Ministerio del Medio Ambiente. Bogotá, Colombia. 288 pp.

[28] La Marca, E, J. Manzanilla, A. Mijares, & C. Barrio - Amorós. 2004. *Rhinella sternosignata*. In: IUCN 2012. IUCN Red List of Threatened Species. Version 2012.1. <[www.iucnredlist.org](http://www.iucnredlist.org)>. Downloaded on 07 July 2012.

[29] Quevedo, A. & J. Lynch 2004. *Sachatamia punctulata*. In: IUCN 2012. IUCN Red List of Threatened Species. Version 2012.1. <[www.iucnredlist.org](http://www.iucnredlist.org)>. Downloaded on 07 July 2012.

[30] Cárdenas, D. N.R. Salinas (eds). 2007. Libro rojo de plantas de Colombia. Volumen 4. Especies maderables amenazadas. Primera parte.

[31] Calderón, E. (Ed.). 2007. Libro rojo de plantas de Colombia. Volumen 6. Orquídeas. Primera parte. Serie Libros Rojos de Especies Amenazadas de Colombia. Bogotá, Colombia. Instituto Alexander von Humboldt - Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. 828 p.

[32] Garcia, N. y G. Galeano. 2006. Libro rojo de plantas de Colombia. Volumen 3. Las bromelias, las labiadas y las pasifloras. Serie libros Rojos de las Especies Amenazadas de Colombia. Instituto Alexander von Humboldt, Instituto de Ciencias Naturales de la Universidad Nacional y Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial.

[33] Corzo, G. 2011. ¿Dónde conservar? En. G.I. Andrade y G. Corzo ¿Qué y donde conservar? Parques Nacionales Naturales de Colombia. Bogotá.

[34] Fandiño, M. y W. van Wyngaarden. 2005. Prioridades de Conservación Biológica para Colombia. Grupo ARCO Bogotá. 188 Pp.

[35] Barrington, R. 2001. Biodiversity. New trends in environmental management. *Corporative Environmental Strategies*. 81 : 39-47.

# La importancia de la Gestión de Activos en las empresas de Distribución de energía eléctrica- La norma ISO 55000

## Parte II

### Autor:



**Ing. Gabriel Ángel Gaudino**  
Coordinador Internacional  
del área Distribución de la  
CIER

Dijimos en la Parte I de este artículo que la norma ISO 55000 proporciona un excelente marco conceptual para lograr estas mejoras. Por supuesto, es un estándar voluntario - no hay impulso normativo detrás de él (al menos por ahora), pero sus beneficios son de largo alcance y potencialmente importantes. Es de contexto específico y sensible, por lo que puede no ser para todos, pero para cualquier empresa que tenga una importante inversión en activos físicos, caso de las empresas de distribución de energía eléctrica, es por lo menos digno de investigación.

Se establecen objetivos para todas las funciones y niveles relevantes teniendo en cuenta los requerimientos de los interesados y otros requerimientos financieros, técnicos, legales, regulatorios y organizacionales. Estos objetivos deben estar alineados con los objetivos organizacionales, consistentes con la política de Gestión de Activos; deben ser establecidos y actualizados usando criterios de decisión en materia de gestión de activos, deben ser incluidos al interior de "SAMP"; deben ser medibles, monitoreados, comunicados, revisados y actualizados si es necesario. Todo esto debe ser documentado. Esto es un tema recurrente a través de la norma.

Los objetivos requieren planes para que sean logrados y esos planes deben incluir diversas actividades, recursos y financiación. Como los objetivos, los planes deben estar alineados y deben ser consistentes con el resto del Sistema de Gestión de Activos. Los planes deben determinar y documentar:

- Toma de decisiones y priorización de métodos y criterios
- Procesos y métodos para gestionar activos durante su ciclo de vida útil

- Lo que será hecho
- Recursos
- Marcos temporales
- Criterios de evaluación
- Un marco temporal para el plan
- Periodos de revisión
- Acciones para abordar riesgos y oportunidades (identificación, evaluación, importancia y acciones para abordar esos riesgos y oportunidades). La gestión de riesgos para activos debe ser considerada en el enfoque de la gestión de riesgos generales de la organización y en la planificación de contingencia.

**Soporte:** la Gestión de Activos no existe en el vacío. Se requerirá cooperación y colaboración con las otras áreas funcionales para una efectiva gestión de Activos y ejecución del Sistema de Gestión de Activos. Se necesitarán recursos para establecer, implementar, mantener y mejorar continuamente el Sistema de Gestión de Activos y se requerirá colaboración por fuera de la organización de Gestión de Activos o del área funcional.

Aquellos que realizan el trabajo deben ser competentes. Mientras eso se hace sin decir que se afirma explícitamente que las personas deben ser entrenadas, capacitadas y experimentadas, y que donde sea necesario, se lleven a cabo acciones para garantizar que en efecto sea así. La efectividad de las acciones tomadas (es decir, capacitación) debe ser evaluada y la información documentada debe ser conservada para proveer evidencia de competencia. La competencia necesita ser evaluada periódicamente y actualizada si es necesario.

Una parte de la norma describe requerimientos de documentación, pero se reduce a tener un sistema formal de gestión de documentos para toda la información (procesos, planes, procedimientos, métodos, etc..) descritos en la norma.

La documentación debe ser actualizada y solo las versiones actuales estar disponibles para el uso donde y cuando sea necesario.

**Operación:** esta sección destaca el requerimiento para planear, implementar y controlar los procesos necesitados para cumplir e implementar todos los planes. Los criterios del proceso están determinados, el control es aplicado, la información es documentada para asegurar



la confidencialidad y evidenciar que se ha establecido, así mismo para tratar y supervisar los riesgos.

El cambio debe ser gestionado. El cambio presenta riesgos tanto temporales como permanentes que deben ser gestionados. Existe un requerimiento para gestionar estos riesgos y para mitigar cualquier efecto adverso.

La norma reconoce que la provisión externa de actividades es cosa común. Los riesgos asociados con la tercerización deben ser identificados y gestionados. Las actividades tercerizadas deben ser gestionadas de nuevo con la responsabilidad de la alta dirección; las actividades pueden ser delegadas a través de la tercerización, pero la responsabilidad no puede ser abdicada.

**Evaluación del desempeño:** las organizaciones deben determinar qué necesita ser monitoreado y medido, los métodos para monitorear, medir, analizar y validar resultados, cuándo deberá ser hecho y qué resultados deberán ser analizados y evaluados. Esto es usado para reportar sobre el desempeño de los activos, el desempeño de la gestión de activos (incluyendo resultados financieros y no financieros) y la efectividad del Sistema de Gestión de Activos incluyendo la gestión de riesgos.

La evidencia de los resultados de las actividades de la gestión del desempeño es mantenida como información documentada.

Las auditorías internas son requeridas a intervalos planeados para garantizar que el Sistema de Gestión de Activos cumpla con los requerimientos de la organización, que los requerimientos de la Norma ISO 55001 y que el Sistema de Gestión de Activos sean efectivamente implementados y mantenidos. Un programa de auditoría es establecido incluyendo frecuencia, métodos, responsabilidades, planeación y reportaje, consideración de los procesos y resultados de previas auditorías. Cada auditoría tiene criterios y alcance definidos; los auditores deben ser objetivos e imparciales: los resultados son reportados a la alta dirección y la documentación es conservada.

La alta dirección tiene la responsabilidad de revisar el Sistema de gestión de Activos periódicamente para garantizar su idoneidad, adecuación y efectividad.

Las revisiones y auditorías por parte de la alta dirección conducen a un proceso de optimización continua y como todo lo demás en el sistema, todo debe ser documentado.

**Mejoramiento:** las discrepancias ocurren si el sistema de Gestión de Activos o sus elementos no son seguidos. Los incidentes ocurren cuando una falla de algún tipo resulta de una incompetencia o discrepancia al interior del sistema. Se requieren acciones para controlar y corregir además de ocuparse de las consecuencias. Una evaluación de la necesidad de eliminar la causa es requerida para garantizar que no suceda de nuevo o en otro lugar. Una vez se haya tomado la decisión, la acción es llevada a cabo para corregir y la efectividad de esa acción es revisada. Si es necesario, el sistema de gestión de activos debe cambiar. De nuevo, se requiere información documentada.

Se requieren acciones preventivas. La organización debe establecer procesos para identificar fallas potenciales en el desempeño del activo y evaluar la necesidad de la acción preventiva.

Y esa es la extensión de los requerimientos.

La norma también contiene un anexo que lista áreas que son abordadas en otras normas internacionales.

En la norma ISO 55002 encontrará la misma estructura descrita en la 55000 y en la 55001 incluyendo el uso del

mismo párrafo numerando como 55001 para hacer una fácil remisión.

ISO 55002 aborda los requerimientos de alto nivel de la ISO 55001 (incluyendo explicaciones generales del “por qué” con los requerimientos más específicos del “qué” se necesita de la ISO 55001 y agrega valor considerable en la forma de “cómo” y recomendaciones, ideas y observaciones útiles sobre lo que debe ser tenido en cuenta.

INTERNATIONAL  
STANDARD

ISO  
55002

First edition  
2014-01-15  
Current version  
2014-09-15

Asset management — Management  
systems — Guidelines for the  
application of ISO 55001

Gestion d'actifs — Systèmes de management — Lignes directrices  
relatives à l'application de l'ISO 55001

Reference number  
ISO 55002:2014(E)

© ISO 2014

La mayor parte de la ISO 55002 trata sobre los requerimientos de la ISO 55001, añadiendo texto descriptivo, ejemplos, consejos y cosas para tener en cuenta. No es prescriptiva, habrá necesidad de interpretar los requerimientos y ponerlos en acción en una forma lógica para su organización, pero la norma es facilitadora en toda su extensión. No es una lista de verificación, pero usted puede usarla como tal con un poco de precaución; sin embargo, tiene más de lo que muchas organizaciones necesitarán porque es genérica. Si fuera adaptada para industrias específicas, sería un documento más corto.

ISO 55002 es un documento muy útil que entrega exactamente lo que su título sugiere: Directrices. No es prescriptiva ni confusa y provee muchos consejos útiles e ideas. Alguien que esté considerando la implementación de ISO 55000 y especialmente aquellos que orientan el esfuerzo de cumplimiento al interior de las empresas distribuidoras encontrarán muy útil esta norma.

## Referencias:

- 1- Norma ISO 55.000-1-2
- 2- British Standards Institution. (BSi) PAS 55:2008, Gestión de Activos Parte 1, ISBN: 978-0-9563934-0-1. United Kingdom
- 3- British Standards Institution. (BSi) PAS 55:2008, Gestión de Activos Parte 2, ISBN: 978-0-9563934-2-5. United Kingdom
- 4- Asset Management Landscape, Institute of Asset Management (IAM), Draft A (June 2011), United Kingdom
- 5- Amendola, L. (2011). Libro de Gestión Integral de Activos Físicos, ISBN: 978- 84-935668-8-3, Editorial PMM Institute for Learning, Valencia, España
- 6- eBook Complementario - James Reyes-Picknell - 2014 Conscious Asset



# Inteligencia solar, con strings integrados.

Inversores de strings que son construídos para durar.

Un negocio bancable que está aquí para quedarse.

Servicio local con una cobertura global.

Una solución fotovoltaica inteligente que trabaja en todas las condiciones.

Siempre disponible para la más alta producción.

## Número #1 en embarques

Nuestros inversores de string SUN2000 usan un software inteligente que le permite a usted monitorear su sistema solar desde su teléfono móvil o tablet, de modo que usted está siempre en control de su producción. Adicionalmente, sin fusibles, sin piezas móviles que reemplazar, nuestros inversores están cosntruídos para durar por 25 años a más.

Somos estables, somos bancables y estamos acá para un largo viaje.



SUN2000-36/42KTL



FusionSolar Smart PV Solution  
[www.huawei.com/solar](http://www.huawei.com/solar)

Huawei (Chile) S.A.  
Rosario Norte 530, Of. 1701-1704,  
Las Condes, Santiago, 8320000, Chile

# Potencia Firme Eólica.

## Consideraciones regulatorias para el caso de Uruguay

### Autores:

**Alejandro Perroni**, es contador público y director de CLERK. Fue gerente general de UTE y se desempeñó asimismo como presidente de la CIER.

**Mario Vignolo**, es doctor en ingeniería eléctrica y director de CLERK. Es Profesor Agregado de la Facultad de Ingeniería y se desempeñó como presidente del capítulo de potencia, instrumentación y medidas de IEEE.

### DATOS DE LA EMPRESA

**CLERK** es una empresa consultora uruguaya orientada a la prestación de servicios y asesoramiento en el mercado energético regional. Instituto Costarricense de Electricidad

Todos los sistemas regulatorios, los del mercado eléctrico incluidos, requieren adaptaciones normativas que permitan continuar cumpliendo los objetivos de partida cuando se producen cambios importantes en el mercado. Estos cambios pueden estar, entre otras causas, originados en el comportamiento del consumidor y en la adopción por parte de las empresas de nuevas prácticas comerciales o de cambios tecnológicos.

Asimismo, estos cambios pueden ser graduales o generar disrupciones relevantes para el funcionamiento del sistema.

En el sistema eléctrico del Uruguay se ha producido un cambio muy importante, ha pasado de ser un sistema hidrotérmico tradicional, donde la potencia en 2008 se dividía en 32 % térmica, 65% hidráulica y solo 3% de renovables no convencionales, a un sistema que a fines de 2015 tenía un 32% térmica, un 40% hidráulica y un 28% de energías renovables no convencionales.

Particularmente, las muy importantes cantidades de energía eólica (840 MW de potencia instalada a fines de 2015 y aproximadamente 1400 MW para fines de 2016, para una demanda pico de 1.800 MW) han cambiado la fisonomía del sistema: desde la formación de precios y la cantidad de actores involucrados, hasta la gestión de despacho.

Si bien en Uruguay el proceso fue de alto impacto y en período corto de implantación, este proceso se ha desarrollado o se está desarrollando en muchos países de la región y el mundo.

En paralelo con este cambio en la infraestructura, deben realizarse los cambios de reglas necesarios para que los principios de competencia, optimización de las inversiones y trato equitativo de los agentes, entre otros, se sigan manteniendo.

En particular, es necesario re evaluar los requerimientos de potencia firme del sistema, y su consecuencia en los requerimientos de potencia firme para los contratos entre agentes productores o comercializadores y demandantes, de forma de asegurar la garantía de suministro de los consumidores en el ámbito de los establecido por el Decreto N° 360/02 (Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica).

Esta reglamentación establece reglas para determinar la potencia firme de origen térmico y la potencia firme de origen hidráulico. La potencia térmica es básicamente la potencia de placa de la máquina por su coeficiente de disponibilidad; en cambio la hidráulica establece una base de cálculo que contempla el impacto de aleatoriedad de los aportes hidrológicos (i.e. la energía firme hidroeléctrica mensual es la que resulta de la serie de generación hidroeléctrica durante el período firme para una probabilidad de excedencia del 95%, siendo la potencia firme el cociente entre dicha energía firme y el número de horas del período firme de dicho mes)

Sobre esta base, que ya establece valores de potencia firme para fuentes aleatorias, se debe construir la regla para incorporar las fuentes con niveles importantes de potencia instalada: solar fotovoltaica y eólica.

Desde diversos ángulos se puede asegurar que las energías renovables no convencionales aportan potencia y/o energía firme al abastecimiento de la demanda de un sistema eléctrico:

- Su incorporación a la oferta permite desplazar la instalación de potencia térmica (a la que se le reconoce mayores niveles de firmeza en todo sistema eléctrico).
- La misma aporta generación en momentos críticos del sistema eléctrico (definido como aporte en semanas de mayor demanda, u horas del día críticas, por ejemplo).
- Si no se la considerara, se estaría incorporando al sistema más potencia firme de la requerida, y por tanto generando una importante sobre-inversión.
- Ninguna tecnología tiene firmeza 100%, con distintos grados, el contar con la generación disponible en el momento requerido está sujeta a probabilidad.



- Los sistemas eléctricos, y en particular el de Uruguay, reconocen el aporte de una fuente con altos niveles de aleatoriedad como la hidráulica.

El análisis debe incluir la revisión de regulación comparada; el impacto de la incorporación de las energías renovables no convencionales en el funcionamiento del sistema y la interdependencia entre las distintas tecnologías.

Entre los criterios utilizados en otros sistemas regulatorios, podemos destacar:

- Valor de la capacidad constante, utilizada en muchos mercados de Estados Unidos.
- Fórmulas analíticas para el cálculo del crédito de capacidad de la potencia eólica (por e.g. Voorspools y D'haeseleer)<sup>1</sup>.
- Cálculo equivalente al que utiliza la reglamentación del Uruguay para la energía hidráulica (Artículo 222, del Decreto N° 360/02, Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica).
- Potencia firme equivalente (EFC, Equivalent Firm Capacity o sus variantes: ECC, Equivalent Conventional Capacity, o ELCC, Equivalent Load Carrying Capability). La capacidad de cada tecnología de reemplazar en el sistema generación térmica o incrementar la demanda, manteniendo la misma probabilidad de falla (o LOLP, Loss of Load Probability)<sup>2</sup>.

Como cualquier otro cambio regulatorio, las modificaciones que se introduzcan, deben cumplir algunos principios básicos:

- La solución adoptada debe ser equitativa para todas las tecnologías de generación. No puede haber sesgo para una tecnología en particular.
- La solución debe permitir que se tienda hacia el óptimo del sistema. No deben existir incentivos para incorporar ni más ni menos potencia que la requerida.
- La solución que se adopte para el conjunto del sistema: seguro de garantía de suministro, reserva nacional, etc., debe ser congruente luego con las exigencias del requerimiento de potencia que se exijan a los contratos que libremente se pacten entre generadores y/o comercializadores con la demanda.
- La solución debe tener estabilidad en el tiempo, y un mecanismo claro y transparente de actualización.

Asimismo, es necesario incorporar al análisis la interdependencia entre las diferentes tecnologías. En particular, la incorporación de fuentes con variaciones de potencia importantes en períodos cortos de tiempo (diez-minutales, horarios, diarios) como la energía eólica; requieren del soporte de la capacidad de almacenamiento y potencia

rotante que, en el sistema uruguayo, por ejemplo, brindan las centrales hidroeléctricas.

Es así que, con diferentes metodologías de cálculo, el aporte a la energía firme del sistema del conjunto hidráulica-eólica, es mayor que la calculada para cada tecnología de manera independiente. Esta característica hace que, además de que la solución del problema debe realizarse con una visión global, es necesario definir criterios para repartir este beneficio adicional de la sinergia entre las tecnologías.

Si bien se podría avanzar, utilizando los criterios regulatorios existentes para la energía hidráulica, entendemos que dado los cambios que ha experimentado el sistema eléctrico, y la necesidad de determinar para el futuro mecanismos de medición de la potencia del sistema que resulten, adaptados al modelo claros y transparentes; es necesario cambiar la metodología utilizada en esta nueva realidad.

En particular, entendemos que el criterio conceptual que más se adapta a las necesidades de los sistemas, que cumple los principios básicos enunciados; y que es un modelo que resulta perdurable en el tiempo y permite incorporar en el futuro otras tecnologías, es el de la potencia térmica equivalente o alguna variante del mismo, que podría combinar además diferentes ventanas temporales y/o eventos o escenarios particulares del sistema que puedan condicionar la garantía de suministro.

A continuación, se resume un posible procedimiento de cálculo para este método en el caso de Uruguay:

- Se modela el sistema para que, en un año y demanda determinada, el mismo en ninguna circunstancia tenga una falla que supere un valor definido. Debe establecerse la oferta de tecnologías de acuerdo a un plan de expansión acordado y sus coeficientes de disponibilidad.
- Se calcula inicialmente cuanta potencia térmica sería necesaria para abastecer la demanda si solo debiera cubrirse con térmica. El valor resultante es la Potencia Térmica Individual Total (PTIT) del Sistema.
- Luego se modela el sistema incorporando como única tecnología renovable la hidráulica, en las cantidades establecidas en la oferta planificada. Con esta oferta se calcula la potencia térmica necesaria para abastecer la demanda en las condiciones fijadas. La diferencia entre la PTIT y este valor determina la Potencia Firme Hidráulica Individual (PFHI).
- Del mismo modo se modela el sistema como si la única energía renovable fuera la energía eólica (en las cantidades establecidas en la oferta planificada). Se determina cuánto de la PTIT desplaza. Este valor será la PFEI (Potencia Firme Eólica Individual).
- Se calcula de la misma forma la PFFI (Potencia Firme Fotovoltaica Individual).

<sup>1</sup> Sergio Botero B. et al, "Metodologías prácticas para el cálculo de la capacidad en mercados eléctricos de la energía eólica", Universidad Nacional de Colombia, Revista Energética N° 39, 2008. ISSN 0120-9833.

<sup>2</sup> COWI, "Integration of large amounts of wind energy in Uruguay", IDB Project A034902-001, 2014.

- Luego se realiza el mismo cálculo para el conjunto de las energías renovables de manera conjunta (hidro+eólica+fotovoltaica) y así se obtiene la PFC (Potencia Firme Conjunta).
- Dado que la PFC es mayor que la suma de las PFI, hay que repartir la diferencia entre las distintas tecnologías.
- La diferencia entre la PFC y las potencias individuales puede ser atribuible a la sinergia entre las tecnologías y especialmente al rol del almacenamiento hidráulico; y su capacidad de tener potencia rotante.
- Este reparto podría hacerse proporcional a las potencias firmes individuales o generar algún adicional por efecto del almacenamiento.
- Para cada tecnología se sumará la potencia individual más la cuota parte del aumento conjunto, determinando así la Potencia Final de Cada Tecnología.
- La potencia final de cada renovable se divide por el total de la oferta de esa tecnología obteniendo el % que luego se aplicará a la potencia de chapa de cada máquina.
- El valor calculado puede ser luego ajustado en función de la disponibilidad histórica de cada una de las máquinas.
- Luego se puede adicionar a las renovables el aporte de otros almacenamientos o tecnologías que disminuyan la cantidad de térmica necesaria en el sistema. De esta manera se puede acompañar las reglas con el desarrollo del sistema.
- El ajuste de los valores se puede hacer concomitantemente con las revisiones tarifarias establecidas en el Reglamento.

En conclusión, los sistemas eléctricos están cambiando y las reglas de mercado deben adecuarse a los mismos. En el caso de mercados donde la garantía de suministro está basada en la potencia firme asociada a los contratos, su cálculo debe considerar los aportes de todas las tecnologías disponibles, incluyendo las renovables no tradicionales.

Pese a que los métodos encontrados en la bibliografía son diversos, solo aquellos que permitan un tratamiento equitativo para las diferentes tecnologías, sean claros, transparentes y estables en el tiempo, deberían ser considerados. En particular, entendemos que las metodologías asociadas a la potencia térmica equivalente, tienen las características adecuadas.



# Hogares energéticamente sostenibles

## Tecnología seleccionada y expectativas en el SDL de EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

### Autores:

**Héctor Enrique Peña González**

**Andrés Felipe Jaramillo Salazar**

Gerencia de Unidad Estratégica de Negocio de Energía - EMCALI E.I.C.E. E.S.P. - Cali, Colombia

**E-Mail:** [hepena@emcali.com.co](mailto:hepena@emcali.com.co)

[anfjaramillo@emcali.com.co](mailto:anfjaramillo@emcali.com.co)

**Teléfono:** (+572) 899 7203

(+572) 899 7001

**Abstract** – The deployment of the Smart Grid and Smart City concepts are closely linked with the sustainability criteria: economic, social, environmental.

This project outlines a scheme supported in intelligent systems, with the purpose of to provide solutions of distributed generation in high social impact zones, where the status actually subvention the energy consumption, modifying the paternalistic scheme to a participatory scheme, where users become active agents in the service chain, allowing the release of resources that can be allocated for social development by the user and the same state in the medium term.

Raises the advantages, the possibilities for the distribution management system, for the commercial management business and the compromises that must be assumed by the society, the state and the companies.

**Resumen** – El desarrollo del concepto de red inteligente (Smart Grid) y ciudad inteligente está íntimamente vinculado con el criterio de sostenibilidad: económica, social, ambiental.

Este proyecto esboza un esquema soportado en sistemas inteligentes, con el propósito de proveer soluciones de generación distribuida al nivel domiciliario en zonas de alto impacto social, donde el Estado actualmente subvenciona el consumo de energía, modificando el esquema paternalista a un esquema participativo, donde los usuarios pasan a ser agentes activos en la cadena del servicio, posibilitando la liberación de recursos que pueden ser destinados para el desarrollo social por parte del usuario y del mismo estado en el mediano plazo.

Plantea las ventajas, las posibilidades para la gestión del sistema de distribución, para la gestión comercial del negocio, su impacto en el corto y mediano plazo y los compromisos que deben ser asumidos por la sociedad, el estado y las empresas.

### I. Introducción

Este proyecto enfatiza la necesidad para que en el marco regulatorio del sector se puedan crear las condiciones de implantación favorables en el mercado, al brindar soluciones integrales que permitan acometer desarrollos beneficiosos no solo para las empresas sino también para el estado y para el usuario final, incluyendo al ente regulador con alcances que pueden inclusive optimizar el parque de infraestructura de generación, como se ha demostrado en los países donde se ha implementado hace ya varios años.

Uno de los problemas sociales que impactan a las empresas prestadoras de servicios públicos es el uso no autorizado de energía eléctrica por parte de los clientes de bajos recursos, y el bajo nivel de recaudo en estos mismos sectores.

Lo anterior persiste aunque el estado destina importantes recursos para subvencionar parte del consumo de energía de estos usuarios. Actualmente, de acuerdo con el marco normativo del sector eléctrico, el gobierno subsidia hasta el 60% del consumo de estos usuarios, hasta el consumo de subsistencia, que depende de la altura sobre el nivel del mar al que está registrada la cabecera municipal. De todas maneras, el usuario debe pagar el excedente para cubrir el costo del servicio.

A través de la evolución de los programas de pérdidas, un fenómeno manifiesto es que una vez que los usuarios son normalizados técnica y comercialmente (creación de cuenta comercial, normalización de la instalación y la medida, blindaje de la red y de la medida), se genera un problema de recaudo por el incumplimiento de los usuarios en el pago oportuno del servicio, a lo que se ha denominado cultura de no pago. Una medida muy eficaz para mitigar o eliminar este riesgo ha sido la implementación de la modalidad prepago para la venta de energía, por medio del cual el usuario del servicio paga con anticipación sus futuros consumos.

La hipótesis es que si los usuarios y población más vulnerable, que es donde se concentra el último gran foco de pérdidas de energía, logran ser auto sostenibles y encuentran alternativas de desarrollo en la participación de estos esquemas, se eliminaría este factor incidente en el problema y se generaría mayor bienestar social y económico para este segmento de la población. La participación del estado a través de la financiación con recursos del esquema de solidaridad asegura la viabilidad financiera, liberando en el mediano plazo recursos que pueden ser destinados a asegurar un mejor y mayor bienestar social, atendiendo las responsabilidades que le competen como estado social de derecho.

La realidad de los países latinoamericanos frente a las condiciones de los países de Europa y Norteamérica plantea la necesidad de esquemas diferentes para la aplicación de



las nuevas tecnologías. Las características de la composición del portafolio energético en Colombia comparado inclusive con otros países de la región, con un alto componente en recursos hídricos (energía limpia) y la realidad social y de demanda energética del país, aunado a la necesidad imperiosa de atender el crecimiento de la demanda de energía, que viene de la mano con el crecimiento y mejor desempeño económico del país, hace necesario la utilización de alternativas diferentes para la masificación de tecnologías de FNCE atendiendo estas realidades tecnológicas, sociales y políticas del país

La contribución de este proyecto será presentar cifras reales y despertar la atención de los grupos de interés y entender que esta es una solución que trasciende en principio los intereses de varios de los actores, y de identificar que se trata de un proyecto que debe generar beneficios para todas las partes: el Estado, el Gobierno, el usuario, la empresa y la industria, que dispondría de una señal clara para el desarrollo de las FNCE en Colombia.

La metodología para el desarrollo del proyecto piloto consiste en seleccionar una muestra de la población objetivo, que represente las condiciones reales de los usuarios de este segmento de mercado, efectuar la instalación de los elementos tecnológicos necesarios para el desarrollo del sistema (paneles fotovoltaicos, inversores, medición inteligente bidireccional, comunicaciones), implementar los sistemas de apoyo (soluciones de software para gestión de medida y liquidación de consumos), acompañamiento y gestión con los usuarios participantes en el proyecto, para implementar buenas prácticas en el uso de energía. Los recursos han sido aportados por la misma empresa, aprovechando la existencia previa de una plataforma de gestión de medida inteligente que posibilita todos estos despliegues tecnológicos.

## II. Objetivo

Implementar un proyecto de generación distribuida con soluciones solares fotovoltaicas de hasta 1.8 kWp por usuario para evaluar tecnologías e identificar estrategias que permitan asegurar la autosostenibilidad energética, brindando opciones sostenibles desde el punto de vista social, ambiental y económico tanto para el usuario, la empresa y el Estado, con criterios de eficiencia en recursos, bajos costos de sostenimiento en el mediano y largo plazo y rentabilidad para la cadena del servicio, la sociedad y el mismo estado.

## III. Antecedentes

De acuerdo con el diagnóstico general del en el plan de Desarrollo 2012 - 2015 del departamento de Valle del Cauca, se evidencia que "la región cuenta con grandes brechas sociales y territoriales, lo cual hace arduo el desarrollo más equitativo, equilibrado de la región". Entre las causas de esta problemática, se identifican varias que tienen incidencia directa con el proyecto:

Costo del servicio vs. Nivel de ingresos. El nivel de ingresos de la población vulnerable en ocasiones es inferior a un salario mínimo. Dentro de las prioridades básicas a satisfacer (alimentación, salud, educación, pago servicios), el pago de servicios ocupa un segundo plano.

Actividad económica informal. Estas comunidades generalmente derivan su ingreso de una actividad diaria que genera solamente los ingresos de subsistencia, cuando

reciben la factura de servicios. Si la relación entre el valor de la misma y el ingreso del día no permite cubrir este valor, sencillamente el usuario no puede pagar el servicio.

Esquemas subsidiados no son sostenibles en el largo plazo. Esta premisa es tan cierta que en reiteradas ocasiones el Gobierno ha pretendido eliminar o disminuir el subsidio otorgado a los consumos de energía. Actualmente, los subsidios de energía representan 1.3 billones de pesos del presupuesto nacional.

Ausencia de esquemas diferenciales para la prestación del servicio. El marco regulatorio vigente en Colombia solamente contempla la facturación monomía a precio fijo para los usuarios del mercado regulado.

Condición de vulnerabilidad de la población de bajos recursos (marginalidad).

## IV. Descripción de la propuesta

El proyecto consistió en la Instalación de 5 sistemas fotovoltaicos entre 0.9 y 1.6 kWp para viviendas de estratos 1 en el sector de Potrero Grande.

Para lograr lo anterior, fue necesario desarrollar el trabajo comunitario para lograr el compromiso y aceptación del proyecto.

Para asegurar la medición de consumos de energía de la red, producción de energía solar y consumo total del usuario, se instalaron dos medidores de energía en cada usuario: uno que registra los intercambios de energía con el sistema (bidireccional) en el punto de conexión del usuario y otro que registra la producción de energía solar, en el punto de conexión del sistema fotovoltaico a la carga. Ambos equipos son medidores inteligentes, con funcionalidades de lectura, conexión y desconexión remota, alarmas, medición horaria, y se desarrolló un software de gestión que permita conocer y realizar en línea el balance energético de cada usuario. La Figura 1 presenta el esquema de medida y los flujos de potencia, de manera esquemática.

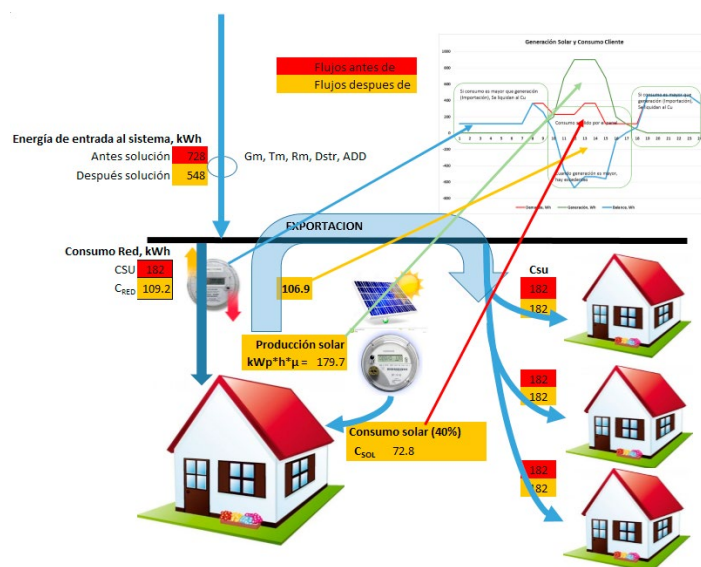


Figura 1. Sistema de medición y flujos de energía

Se cuantificaron las condiciones antes de la intervención (consumo de energía, tipificación de cargas, patrón de consumo, prácticas de uso eficiente).

Una vez realizado lo anterior, se efectuaron las adecuaciones internas como la instalación del sistema de generación solar y de la medida. Desde el mes de Diciembre se ha

venido realizando el monitoreo y seguimiento del Sistema, y se dispone de información que permite cuantificar las condiciones después de la intervención.

## V. Definición conceptual

Los datos en rojo corresponden a los flujos de energía antes de la instalación de la solución, los datos en naranja corresponden a los flujos de energía una vez que es implementado.

Antes de la instalación, cada usuario demanda una cantidad de energía mensual. Para efectos ilustrativos, se asumió un mismo patrón de consumo y una misma demanda de energía mensual (182 kWh/mes).

Cuando se coloca el panel, la demanda de energía se mantiene pero una porción del consumo es abastecida por el panel (durante el día, cuando hay radiación solar) y otra porción es abastecida directamente por la red (horario nocturno, periodos de baja radiación). (Consumo total: 182 kWh, abastecidos por el panel: 72.8 kWh, tomados de la red: 109.2 kWh).

Adicionalmente, el panel produce más energía de la demandada por la instalación (179.7 kWh), es decir, hay un flujo excedente que es 'entregado' a la red (106.9 kWh). Estos excedentes 'entregados' a la red, son absorbidos por los demás usuarios conectados al sistema, de modo que la frontera principal no registra estos consumos, es decir: aunque los clientes mantienen la misma demanda de energía, una porción de su demanda será suministrada por los excedentes que fueron 'entregados' a la red.

De esta manera, la frontera principal, que antes veía la totalidad de la demanda de energía de los usuarios (728 kWh), después queda registrando un menor valor, pues la producción solar ya no debe ser suplida por el sistema (548 kWh).

No obstante, a los usuarios que no tienen generación propia, la demanda sigue siendo la misma y los costos de facturación se mantienen, de modo que en el proceso de venta, se aplican todos los cargos de la tarifa, pero en la frontera principal, para efectos de la liquidación comercial del agente mayorista, solo se incluyen los valores registrados en la frontera.

## VI. Cálculo de los componentes tarifarios

Regulatoriamente, en el cálculo de la tarifa se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Cálculo del componente G. No se ve afectado por variaciones en la demanda. Una disminución en la demanda propicia una disminución en los precios de la oferta, con beneficios para todo el sistema.
- Cálculo de componentes T, R, ADD y remuneración del nivel 4. Los valores son ajustados mensualmente con base en la variación de la demanda. No asumen riesgos, es ingreso garantizado para los agentes.
- Cálculo del componente D para remunerar los activos del SDL. La metodología de remuneración sólo ajusta el cargo por la variación del IPP, es el que asume el riesgo de la demanda en el sistema.
- Cálculo del componente C. Es un valor de intermediación, que no se ve afectado por variaciones en la demanda.

## VII. Características de las solución modelada

Para el modelado financiero se utilizó la siguiente información:

Costo por Wp, USD	1.6	Panel (kWp)	kWp	1.8
Tasa	2600	h. prod.	h	4.16
% Mantenimiento	4.10%	Eficiencia	$\mu$	80%
Tasa	5%	kWh/mes	$kWp \cdot h \cdot \mu$	179.712
AOM Panel y repos.				40,366.77

Tabla 1. Información costos panel

Consumo	CSU	184	Estrato	1
% Consumo prod. solar		40%	Consumo subsidiado	173
Consumo solar (40%)	CSOL	72.8	% Subsidio	60%
Consumo Red (60%)	CRED	109.2		
Exportación	EXP	106.912		

Tabla 2. Información sobre consumo y usuarios

## VIII. Liquidación de consumos

La liquidación comercial entonces sería como se indica en la Tabla 3. Se asume que el consumo solar debe reconocer los costos de los componentes C, DtI y Prm, pues el usuario no es quien asume los costos de instalación, y se requiere de una gestión comercial (medida inteligente) y la red para la operación

Componente	Valor	% Cu	Actual	Red	Consumo Solar	Exportación
	a	b	c=CSU*a	d=CRED*a	e=FLAG*CSOL	f=EXP*a
Gm	\$160.29	39.9%	29,171.93	17,503.16	0.00	\$17,136.42
Tm	\$21.55	5.4%	3,922.92	2,353.75	0.00	\$2,304.44
Cm	\$34.73	8.7%	6,320.69	3,792.42	2,528.28	\$3,712.95
Rm	\$12.93	3.2%	2,353.32	1,411.99	0.00	\$1,382.41
DtIE	\$74.86	18.6%	13,624.89	8,174.93	5,449.96	\$8,003.65
Dstr	\$20.00	5.0%	3,640.00	2,184.00	0.00	\$2,138.24
Add	47.31	11.8%	8,609.60	5,165.76	0.00	\$5,057.53
Prm	\$29.75	7.4%	5,413.73	3,248.24	2,165.49	\$3,180.18
<b>CU</b>	<b>\$401.41</b>	<b>100.0%</b>	<b>73,057.08</b>	<b>43,834.25</b>	<b>10,143.72</b>	<b>42,915.82</b>

Tabla 3. Cálculo de consumos antes y después de la solución, usuario intervenido.

Componente	Valor	% Cu	Actual	Gen. Solar	Importación
	a	b	g=CSU*a	h=f	i=g-h
Gm	\$160.29	39.9%	87,515.78	\$17,136.42	\$70,379.36
Tm	\$21.55	5.4%	11,768.76	\$2,304.44	\$9,464.33
Cm	\$34.73	8.7%	18,962.08	\$3,712.95	\$15,249.12
Rm	\$12.93	3.2%	7,059.96	\$1,382.41	\$5,677.55
DtIE	\$74.86	18.6%	40,874.67	\$8,003.65	\$32,871.02
Dstr	\$20.00	5.0%	10,920.00	\$2,138.24	\$8,781.76
Add	47.31	11.8%	25,828.80	\$5,057.53	\$20,771.28
Prm	\$29.75	7.4%	16,241.19	\$3,180.18	\$13,061.01
<b>CU</b>	<b>\$401.41</b>	<b>100.0%</b>	<b>219,171.24</b>	<b>42,915.82</b>	<b>176,255.42</b>

Tabla 4. Cálculo de consumos antes y después de la solución, los usuarios no intervenidos.

Los valores anteriores corresponden al cálculo de la liquidación de los consumos totales, sin aplicar subsidios. Consideran que durante la producción solar, el usuario debe

cancelar los costos de los componentes Dt1, Prm y Cm, en el entendido de que el usuario no es quien suministra la solución y que la tecnología de inyección directa necesita del sistema de distribución para operar correctamente.

Adicionalmente, se considera que los otros componentes de la tarifa (Gm, Tm, Rm, DSTR, Add) no asumen el riesgo de demanda por la metodología de cálculo de estos componentes (Revenue Cap).

	INGRESO	INGRESO	DISMINUCION	FRONTE-RA	FRONTE-RA	
	Antes	Después	INGRESO	Antes	Después	Ing. Adicionales
	j=c+g	k=d+e+g	l=j-k	m=c+g	n=d+i	o=k-n
Cm	116,687.70	\$105,018.93	\$11,668.77	116,687.70	\$87,882.51	\$17,136.42
Tm	15,691.68	\$14,122.51	\$1,569.17	15,691.68	\$11,818.08	\$2,304.44
Cm	25,282.77	\$25,282.77	\$-			
Rm	9,413.28	\$8,471.95	\$941.33	9,413.28	\$7,089.55	\$1,382.41
Dt1E	54,499.56	\$54,499.56	\$-			
Dstr	14,560.00	\$13,104.00	\$1,456.00	14,560.00	\$10,965.76	\$2,138.24
Add	34,438.40	\$30,994.56	\$3,443.84	34,438.40	\$25,937.04	\$5,057.53
Prm	21,654.92	\$21,654.92	\$-			
	292,228.32	273,149.21	\$19,079.11	190,791.07	143,692.93	28,019.03

Tabla 5. Valores a reconocer a cada agente de la cadena, antes y después de la intervención.

En el cálculo de los valores a liquidar para cada agente de la cadena, existe una diferencia entre los valores liquidados a los usuarios finales, que se efectúa con base en los registros de sus medidores, y el liquidado para cada agente, que se efectúa con base en el medidor de la frontera principal. El resultado de estas liquidaciones es un saldo (ingresos adicionales) que es recaudado, pero que corresponde a un ingreso adicional. El propietario de estos ingresos es el Estado, quien financia la solución solar fotovoltaica. La propuesta es que con la disminución de demanda de energía del sistema y el valor de estos ingresos adicionales se pueda cubrir el costo actual del subsidio, sin afectar el valor final pagado por el usuario.

Para este ejercicio, a modo de ilustración, se asegura que los ingresos del agente comercializador/distribuidor se mantienen, pero hay un ingreso adicional. Se propone

Consumo usuario [kWh mes]	Vr. Subsidio [\$]	Vr. Pago Us. [\$]	Consumo solar [kWh mes]	Vr. CSU Solar [\$]	Importación [kWh mes]	Vr. Importación [\$]	VR A PAGAR	Exportación [kWh mes]	Vr. Exportación [\$]	Ingreso CI Exp. [\$]	Excedente [\$]	Abono exportación [\$]	NETO A PAGAR	Dif. Pago con y sin panel	Observación
350	41,667	98,828	140	19,507	210	84,297	103,804	39.7	15,941	5,533	10,408	5,724	98,080	748	Ahorro: 1%
340	41,667	94,814	136	18,950	204	81,888	100,838	43.7	17,547	6,091	11,456	6,301	94,537	276	Ahorro: 0%
330	41,667	90,800	132	18,392	198	79,480	97,872	47.7	19,152	6,648	12,504	6,877	90,995	-199	Vr. A subsidiar: 0%
320	41,667	86,785	128	17,835	192	77,071	94,906	51.7	20,758	7,205	13,552	7,454	87,452	-667	Vr. A subsidiar: 1%
310	41,667	82,771	124	17,278	186	74,663	91,941	55.7	22,363	7,763	14,601	8,030	83,910	-1,139	Vr. A subsidiar: 1%
300	41,667	78,757	120	16,720	180	72,254	88,975	59.7	23,969	8,320	15,649	8,607	80,368	-1,611	Vr. A subsidiar: 2%
290	41,667	74,743	116	16,163	174	69,846	86,009	63.7	25,575	8,877	16,697	9,184	76,825	-2,082	Vr. A subsidiar: 3%
280	41,667	70,729	112	15,606	168	67,437	83,043	67.7	27,180	9,435	17,746	9,760	73,283	-2,554	Vr. A subsidiar: 4%
270	41,667	66,715	108	15,048	162	65,029	80,077	71.7	28,786	9,992	18,794	10,337	69,741	-3,026	Vr. A subsidiar: 5%
260	41,667	62,701	104	14,491	156	62,620	77,111	75.7	30,392	10,549	19,842	10,913	66,198	-3,498	Vr. A subsidiar: 6%
250	41,667	58,687	100	13,934	150	60,212	74,146	79.7	31,997	11,107	20,891	11,490	62,656	-3,969	Vr. A subsidiar: 7%
240	41,667	54,672	96	13,376	144	57,803	71,180	83.7	33,603	11,664	21,939	12,066	59,113	-4,441	Vr. A subsidiar: 8%
230	41,667	50,658	92	12,819	138	55,395	68,214	87.7	35,209	12,222	22,987	12,643	55,571	-4,913	Vr. A subsidiar: 10%
220	41,667	46,644	88	12,262	132	52,986	65,248	91.7	36,814	12,779	24,035	13,220	52,029	-5,384	Vr. A subsidiar: 12%
210	41,667	42,630	84	11,704	126	50,578	62,282	95.7	38,420	13,336	25,084	13,796	48,486	-5,856	Vr. A subsidiar: 14%
200	41,667	38,616	80	11,147	120	48,170	59,316	99.7	40,026	13,894	26,132	14,373	44,944	-6,328	Vr. A subsidiar: 16%
190	41,667	34,602	76	10,590	114	45,761	56,351	103.7	41,631	14,451	27,180	14,949	41,401	-6,800	Vr. A subsidiar: 20%
180	41,667	30,588	72	10,032	108	43,353	53,385	107.7	43,237	15,008	28,229	15,526	37,859	-7,271	Vr. A subsidiar: 24%
170	40,944	27,296	68	9,475	102	40,944	50,419	111.7	44,843	15,566	29,277	16,102	34,317	-7,021	Vr. A subsidiar: 26%
160	38,536	25,690	64	8,918	96	38,536	47,453	115.7	46,448	16,123	30,325	16,679	30,774	-5,084	Vr. A subsidiar: 20%
150	36,127	24,085	60	8,360	90	36,127	44,487	119.7	48,054	16,680	31,374	17,255	27,232	-3,147	Vr. A subsidiar: 13%
140	33,719	22,479	56	7,803	84	33,719	41,521	123.7	49,660	17,238	32,422	17,832	23,689	-4,216	Vr. A subsidiar: 5%
130	31,310	20,873	52	7,246	78	31,310	38,556	127.7	51,265	17,795	33,470	18,409	20,147	726	Ahorro: 2%
120	28,902	19,268	48	6,688	72	28,902	35,590	131.7	52,871	18,352	34,519	18,985	16,605	2,663	Ahorro: 7%
110	26,493	17,662	44	6,131	66	26,493	32,624	135.7	54,476	18,910	35,567	19,562	13,062	4,600	Ahorro: 14%
100	24,085	16,057	40	5,573	60	24,085	29,658	139.7	56,082	19,467	36,615	20,138	9,520	6,537	Ahorro: 22%
90	21,676	14,451	36	5,016	54	21,676	26,692	143.7	57,688	20,024	37,663	20,715	5,978	8,473	Ahorro: 32%
80	19,268	12,845	32	4,459	48	19,268	23,727	147.7	59,293	20,582	38,712	21,291	2,435	10,410	Ahorro: 44%
70	16,859	11,240	28	3,901	42	16,859	20,761	151.7	60,899	21,139	39,760	21,868	-1,107	12,347	Ahorro: 59%
60	14,451	9,634	24	3,344	36	14,451	17,795	155.7	62,505	21,696	40,808	22,445	-4,650	14,284	Ahorro: 80%
50	12,042	8,028	20	2,787	30	12,042	14,829	159.7	64,110	22,254	41,857	23,021	-8,192	16,220	Ahorro: 109%
40	9,634	6,423	16	2,229	24	9,634	11,863	163.7	65,716	22,811	42,905	23,598	-11,734	18,157	Ahorro: 153%
30	7,225	4,817	12	1,672	18	7,225	8,897	167.7	67,322	23,368	43,953	24,174	-15,277	20,094	Ahorro: 226%
20	4,817	3,211	8	1,115	12	4,817	5,932	171.7	68,927	23,926	45,002	24,751	-18,819	22,030	Ahorro: 371%
10	2,408	1,606	4	557	6	2,408	2,966	175.7	70,533	24,483	46,050	25,327	-22,362	23,967	Ahorro: 808%
1	241	161	0.4	56	0.6	241	297	179.3	71,978	24,985	46,993	25,846	-25,550	25,710	Ahorro: 8669%

Tabla 8. Valor a pagar por el usuario antes y después de la intervención.

que el subsidio sea eliminado, y que un porcentaje de este ingreso adicional sea destinado a cubrir el costo antes subvencionado por el estado. Los valores calculados son los siguientes:

Ingreso Comercializador Antes	\$ 101,437.25
Ingreso comercializador Después	\$ 101,437.25
Ingreso adicional frontera	\$ 28,019.03

Tabla 6. Ingresos antes y después de la intervención.

Los valores a pagar por el usuario y a subsidiar por el estado en el esquema propuesto, antes y después de la solución, se resumen en la siguiente tabla:

Valor del consumo antes	73,057.08
Subsidio antes	34,722
Pago usuario antes	38,335
Valor del consumo después	53,977.97
Subsidio después, csu red	0
Pago después, Csu Red	43,834
Pago después, Csu Sol	10,144
Pago final Estado	0
Ahorro neto Estado Us. Panel	34,722
Ingreso adicional frontera	\$ 28,019.03
% a trasladar usuario	55%
Vr.a trasladar usuario	\$ 15,410.47
Excedente AOM	\$ 12,608.56
Vr. neto a pagar Usuario Después	38,568
Ahorro Usuario	-233
% ahorro	-0.61%

Tabla 7. Valor a pagar por el usuario antes y después de la intervención.

Con base en estos resultados, con la instalación de una solución de 1800 Wp por usuario, para el caso del estrato 1, el Estado podría eliminar el subsidio y el usuario final vería un incremento de \$233 en su factura. El ejercicio depende finalmente del consumo del usuario. En la tabla siguiente se presenta un cuadro resumen que evalúa los impactos para diferentes niveles de consumos, para el estrato 1.



De acuerdo con lo expresado en las **Tabla 8**, existe un rango para el cuales la aplicación de la metodología podría significar un incremento en el valor total a pagar, pero existe un segmento en el cual, en la medida que el usuario tenga un bajo consumo, inclusive existen saldos a favor del usuario.

El beneficio financiero para el estado corresponde al ahorro por el pago de subsidios, sin tener en cuenta el impacto social. La liberación en el mediano plazo de recursos que pueden ser destinados a asegurar un mejor y mayor bienestar social, atendiendo las responsabilidades que le competen como estado social de derecho

Periodo	Inversión	Total Costos	Ingresos	Flujo	Flujo acum.	Per. Recup.
0	7,488,000	7,488,000		-7,488,000	-7,488,000	
1		0	416,666	416,666	-7,071,334	
2		0	416,666	416,666	-6,654,668	
3		0	416,666	416,666	-6,238,001	
4		0	416,666	416,666	-5,821,335	
5		0	416,666	416,666	-5,404,669	
6		0	416,666	416,666	-4,988,003	
7		0	416,666	416,666	-4,571,337	
8		0	416,666	416,666	-4,154,670	
9		0	416,666	416,666	-3,738,004	
10		0	416,666	416,666	-3,321,338	
11		0	416,666	416,666	-2,904,672	
12		0	416,666	416,666	-2,488,006	
13		0	416,666	416,666	-2,071,339	
14		0	416,666	416,666	-1,654,673	
15		0	416,666	416,666	-1,238,007	
16		0	416,666	416,666	-821,341	
17		0	416,666	416,666	-404,675	
18		0	416,666	416,666	11,992	18
19		0	416,666	416,666	428,658	
20		0	416,666	416,666	845,324	
21		0	416,666	416,666	1,261,990	
22		0	416,666	416,666	1,678,656	
23		0	416,666	416,666	2,095,323	
24		0	416,666	416,666	2,511,989	
	<b>7,488,000</b>	<b>7,488,000</b>	<b>7,056,468</b>			

**Tabla 9.** Flujo financiero del Proyecto (estado)

VPN inversión y costos	7,488,000
VPN Ingresos	7,056,468
VPN Proyecto	-431,532
TIR	-2.18%
PR	0

**Tabla 10.** Indicadores financieros (Estado)

## IX. Resultados

Los resultados obtenidos han permitido identificar los siguientes aspectos:

- El 40% del consumo de los usuarios está en la franja de producción de energía solar.
- La eficiencia del conjunto panel-inversor-medición oscila entre el 75 y el 80%, según las condiciones meteorológicas, con respecto al dato de placa del panel solar.
- La producción de energía solar es de 4,2 horas, en promedio.
- Para producir la misma cantidad de energía subsidiada, el tamaño recomendado de la solución es de 1,8 kWp por vivienda.
- El sistema ha sido bien recibido y aceptado por la comunidad.
- A pesar de las condiciones socioeconómicas y la presunción de inseguridad en el sector, el sistema ha sido respetado por los usuarios, generando expectativa en la comunidad sobre la ampliación del proyecto a sus viviendas.
- El acompañamiento social antes, durante y después de la instalación ha resultado fundamental para mantener el piloto.
- El valor del componente de energía en la factura se redujo en un 40%.
- El sistema de medición funciona apropiadamente. El sistema de monitoreo utilizando ambos medidores probó ser efectivo.

## X. Conclusiones

La hipótesis inicial es totalmente válida y su aplicación a gran escala permitiría solucionar en el mediano plazo la problemática de subsidios, permitiendo eliminar un componente que distorsiona el mercado.

El proyecto piloto permitió demostrar la factibilidad técnica del esquema de autosostenibilidad.

Es necesario implementar ajustes en el marco normativo y legal para la implementación de un modelo a mayor escala.

Estos ajustes deben establecer el esquema transaccional, el reconocimiento de costos, los valores a facturar al usuario, reconocer los costos de AOM y reposición y definir las responsabilidades de cada uno de los actores involucrados en el esquema propuesto.

Los excedentes efectivamente son inyectados al sistema, permitiendo al comercializador incumbente acceder a una fuente de energía.

La solución requiere de un sistema de **medición remota horaria bidireccional**.

La solución en conexión grid-tie abarata los costos, porque no requiere del uso de acumuladores.

Para que el sistema funcione en la modalidad grid-tie, es indispensable que esté conectado a la infraestructura eléctrica del SDL.

La posibilidad de disponer de más y mejor información para el ente regulador permite ajustar el marco regulatorio con información más veraz y con menos datos supuestos que los utilizados en la actualidad.

No está claramente definido el esquema de remuneración del pequeño productor de energía.

No está definido el mecanismo técnico/comercial para la gestión y medición de excedentes y consumos de energía, ni los costos por los sistemas de gestión de medida y gestión comercial.

Se debe reglamentar la Ley 1715 de 2014.

Cualquier tipo de proceso que involucre a la comunidad debe contar con el aval de la misma para el éxito del proyecto en sus diferentes etapas; incubación, implementación, monitoreo y gestión, operación y desmantelamiento al final de la vida útil.

## XI. Reconocimientos

Al Departamento de Operación de EMCALI, por el apoyo para la instalación de los elementos.

A los proveedores que facilitaron los equipos y accesorios para realizar las pruebas.

A la comunidad del sector de Potrero Grande, por su apoyo para el desarrollo del proyecto piloto.

Al área de responsabilidad social, sin su participación y acompañamiento no se hubiese podido vincular de manera decidida a la comunidad.

## XII. Referencias

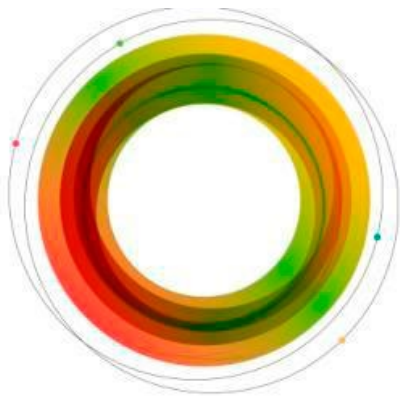
[1] Leyes 1715 de 2014, 142 y 143 de 1994.

[2] CREG, resolución 109/2007.



# Estudio CDEC-SING proyecta escenario de integración ERNC a 2021

El estudio, realizado íntegramente por profesionales de la organización, fue presentado ante actores de la industria y autoridades de gobierno



## CDEC | SING

Con el objetivo de identificar los principales desafíos del Sistema Eléctrico Nacional, ante una mayor integración de energías renovables no convencionales (ERNC), y aportar en la preparación de la operación integrada, CDEC-SING dio a conocer los resultados de su cuarto estudio del Plan de Integración de ERNC, iniciativa impulsada desde 2012.

*“Es importante que nos preparemos y seamos capaces de planificar la operación del sistema para un futuro que ya está frente a nosotros. Ése es el objetivo de los estudios que hemos impulsado desde 2012, los cuales entregan recomendaciones sobre metodologías, herramientas y nuevos recursos de flexibilidad, para garantizar una operación segura y eficiente del parque generador, considerando las capacidades del sistema de transmisión y la dinámica del Sistema a mediano y largo plazo”,* explicó el Director Ejecutivo de CDEC-SING, Daniel Salazar, quien encabezó el lanzamiento del estudio, **ERNC: Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021.**

El estudio, realizado íntegramente por profesionales de la organización, fue presentado ante actores de la industria y autoridades de gobierno quienes además de conocer los resultados, realizaron consultas y reflexionaron sobre la materia, compartiendo así una instancia de fluido y enriquecedor diálogo.

Este nuevo estudio CDEC-SING evaluó la flexibilidad del sistema eléctrico hacia 2021, para gestionar las ERNC, principalmente eólica y solar fotovoltaica, considerando en el ejercicio dos escenarios de presencia de energías renovables en la matriz, uno con la cuota de la ley 20/25 (13,5%), y otro con un 30% superior a esta cuota (17,6 %).

La metodología utilizada en el análisis separa al Sistema en tres zonas (norte, centro y sur) para facilitar la comprensión de los supuestos y los resultados y considera las instalaciones de generación, transmisión y los sistemas de almacenamiento, proyectadas hacia el año 2021 en el Sistema.

### Algunas de las conclusiones del estudio son:

El Sistema Eléctrico Nacional proyectado al 2021 permite gestionar en forma segura y eficiente escenarios de integración ERNC que consideran una penetración instantánea de energía solar FV y eólico equivalente al 42% del total de la demanda.

Hoy en día la penetración instantánea ERNC en el SING, alcanza el 20% de la demanda.

Se presentan importantes ahorros en materia de operación del sistema eléctrico. A nivel anual los ahorros en el costo de operación del sistema entre un escenario que considera un aumento del 30% de la cuota de la ley 20/25, respecto de un escenario que cumple dicha cuota, son de 192 MMUSD y 143 MMUSD, si se considera un escenario hidrológico seco y húmedo, respectivamente.

La flexibilidad operacional que proveen las centrales hidroeléctricas de embalse son esenciales para gestionar la variabilidad diaria y horaria de la demanda neta (demanda eléctrica menos generación ERNC).



A medida que aumente la inserción ERNC a niveles superiores a los analizados, se visualiza la importancia de que el sistema cuente con centrales de hidro-bombeo. También se comprobó que, gracias a sus rápidos tiempos de respuesta, los sistemas de baterías son un excelente recurso de flexibilidad para participar del control de frecuencia eléctrica ante contingencias.

El estudio presentado propone, además, una serie de recomendaciones a nivel de procesos, herramientas y metodologías, a efecto de facilitar decisiones seguras y eficientes en la planificación y operación del Sistema Eléctrico Nacional. Entre estas, destaca i) modernizar los procesos de la operación y mercado (incorporando, por ejemplo, nuevas plataformas); ii) realizar una adecuación de las metodologías, en especial en materia de predicción; iii) promover nuevos recursos y tecnologías de flexibilidad; iv) preparar anticipadamente la implementación de un nuevo esquema de Servicios Complementarios.

Los presentes valoraron el trabajo sistemático realizado por CDEC-SING en la materia y la información de valor compartida por el organismo, sobre todo, en cuanto a la visión anticipada y de largo plazo incorporada en sus ejercicios.



Estudio disponible en [www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl) y en link: <http://bit.ly/2fWalw7>

Fuente: CDEC-SING Comunicaciones 01.12.2016

[http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_web\\_cdec\\_sing.sp\\_pagina?p\\_id=1&p\\_id\\_noticia=3034#](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_sing.sp_pagina?p_id=1&p_id_noticia=3034#)



**Su empresa puede estar aquí**

y ser vista en toda Latinoamérica

**Contacto**

Lic. Jessica Kaufman  
Asistente de Comunicación y Relaciones Institucionales  
[jkaufman@cier.org](mailto:jkaufman@cier.org)

**SIEMENS**

EM  
Argentina  
y Uruguay



# Energy Management

Liderazgo en la transmisión y distribución eficiente,  
confiable e inteligente de la energía

Contacto EM: [em.ar@siemens.com](mailto:em.ar@siemens.com)

[www.siemens.com.uy](http://www.siemens.com.uy)