

67
EDICION

REVISTA CIER

SIN FRONTERAS PARA LA ENERGIA



CONTENIDO

DISTRIBUCIÓN

- 4 LIMPIEZA DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN EN SERVICIO

- II EQUIPAMIENTO DE ÚLTIMA GENERACION PARA TCT

GENERACIÓN

- 19 RESPUESTA HIDROLÓGICA DE CUENCAS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ANTE ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO Y MODIFICACIONES EN LAS COBERTURAS Y USOS DEL SUELO

- 25 CONTINGENCIA POR DAÑOS INTERNOS EN TURBINA DE GAS V64.3

DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

- 30 UNIVERSALIZACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO

GENERACIÓN

- 44 ANALISIS DE GESTIONABILIDAD EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE BIOMASA

- 49 ANÁLISIS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA ENTRE ENERGÍA HIDRÁULICA Y EÓLICA

Distribución

4



Distribución



II

Generación

19



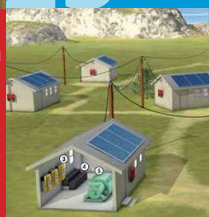
Generación



25

Distribución y Comercialización

30



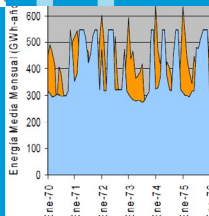
Generación



44

Generación

49



Noviembre 2015

Presidente de la CIER:

Ing. Jorge Arturo Iporre Salguero (Bolivia)

Vicepresidente:

Ing. Osvaldo Ernesto Arrúa (Argentina)

Ing. Víctor Romero Solís (Paraguay)

Director Ejecutivo:

Ing. Juan José Carrasco (Uruguay)

Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:

Blvr Artigas 1040 Montevideo, Uruguay

Tel: (+598) 27090611*

Fax: (+598) 27083193

Correo Electrónico: secier@cier.org

Lic. M^a Fernanda Falcone

Asistente de Comunicación y Relaciones Institucionales

ffalcone@cier.org

Foto de Portada: Carlos Molina Moreno - Grupo Enersis Chile

Chile -CHICIER

Web: www.cier.org.uy

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





NOS RENOVAMOS PENSANDO EN USTED



ACTUALIZACIÓN

Desarrollo de propuestas académicas en temas de actualidad, con alta calidad técnica y ajustadas a las necesidades de las empresas.



SATISFACCIÓN

Más de un 97% de satisfacción como promedio en nuestras capacitaciones, hacen de CIER una marca reconocida en la Formación de la Región.



EXPERIENCIA

Más de 10 años trabajando en capacitación, y cientos de cursos desarrollados, avalan nuestra experiencia.



DOCENTES CAPACITADOS

Profesores altamente capacitados y con amplia experiencia reconocida dentro del sector eléctrico.



INNOVACIÓN Y FACILIDADES

Capacitación sobre temas innovadores al alcance de la mano mediante la modalidad de cursos online.

[**CLIC AQUI
PARA ACCEDER**](#)

LIMPIEZA DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN EN SERVICIO

VII CITTES - Buenos Aires, Argentina.
Septiembre 2015

Autores:

Jorge Castro, Jefe de Departamento TCT MT – EDENOR S.A.
- Argentina
Rafael Casuscelli, Supervisor TCT MT – EDENOR S.A.
- Argentina

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Av. Nazca 3467, CABA.
Código Postal: C1417CVR
Teléfono: 4503-4995 Int. 4861
E-Mail: jcastro@denor.com
rcasuscelli@edenor.com

Este trabajo busca transmitir la experiencia adquirida por Edenor durante el proceso de limpieza de Centros de Transformación tipo cámaras, estando los mismos en condiciones normales de servicio.

DESARROLLO

Consiste en la limpieza, lavado y lubricación de las instalaciones de Media Tensión de hasta 13,2 kV, ubicadas en Centros de Transformación tipo cámara con equipamiento de Baja y Media Tensión (seccionamientos de corte en aire) que requieran mantenimiento.

La preparación previa al trabajo, consiste en la identificación de toda la instalación, señalización, verificación de elementos de protección personal (EPP), iluminación adicional del recinto de ser necesario y protección con mantas ignífugas de los tableros de BT. Se continúa con la siguiente etapa de trabajo que consiste en el soplado y aspirado de la instalación.

La tercera etapa consiste en el cepillado de las barras, aisladores, transformadores y mampostería.

La cuarta etapa consiste en el lavado con líquido dieléctrico de aisladores, seccionadores y parte superior de transformadores.

La última y quinta etapa consiste en el lubricado con aceite dieléctrico de los mecanismos de los equipos de maniobra.

Es muy importante destacar que tanto el aire utilizado para el soplado como los líquidos de lavado y lubricación tienen, cada uno de ellos, un control específico antes de su uso, de modo de asegurar una ejecución de tarea sin ningún tipo de riesgo.

INSTRUCCIONES ESPECIALES DE SEGURIDAD

Los elementos a utilizar en la tarea, de acuerdo a los peligros presentados, están enunciados en el siguiente cuadro:

PELIGROS		ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	ELEMENTOS DE SEGURIDAD
CATEGORIA	TIPO	PERSONAL	COMPLEMENTARIA
Eléctrico	Electrocución	Guantes de BT.	Pértigas. Vallas para tablero BT.
	Cortocircuito	Mascara <u>parallama</u>	Manta ignífuga
Químico	Inhalación	<u>Semimascara</u> para vapores orgánicos.	Elementos para ventilación forzada
	Irritación	<u>Semimascara</u> para polvos.	
		Anteojos de policarbonato. Guantes de <u>acrilonitrilo</u> .	
Mecánico	Golpes	Casco.	
	Cortes	Calzado de seguridad.	
	Proyección de partículas.	Guantes de cuero.	
	Caída	Anteojos de policarbonato	
Físico	Iluminación	Arnés y cabo <u>anticaidas</u> .	Proyectores.
	Incendio		Extintor BC (<u>Monex</u>) de 2,5 kgr.
	Ruido	Protección auditiva de copa	
Vía Pública	Caída de tercero		Vallas. Carteles de señalización.

La limpieza en húmedo sólo puede ser llevada a cabo por personal que disponga de la correspondiente habilitación.

Debe ser tenida en cuenta la formación profesional de los operarios, con una currícula de ejercicios teóricos y prácticos.

La limpieza en húmedo sólo puede realizarse de acuerdo con las instrucciones indicadas por el fabricante del equipo de limpieza. Además, no podrá realizarse el trabajo si existiesen riesgos de fuego y explosión.

Antes de usarlo, el equipo de limpieza en húmedo tiene que ser comprobado. En caso de encontrar algún tipo de deficiencia, el mismo no deberá ser utilizado.

El trabajo de limpieza debe llevarse a cabo únicamente bajo las siguientes condiciones climáticas:

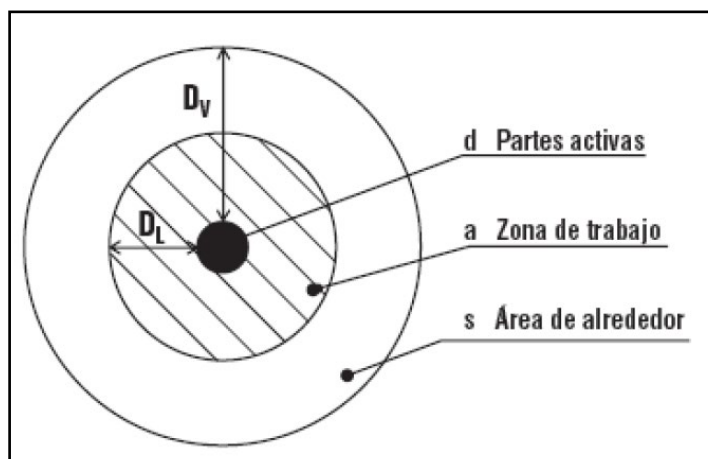
- Si la temperatura es inferior a 25° C la humedad relativa del aire no debe superar el 80%
- Si la temperatura es superior a 25° C la humedad relativa del aire no debe superar el 65%

La utilización del equipo no está permitida en condiciones húmedas.



Durante el trabajo con tensión, los operarios por medio de tubos aspiradores, pértigas articuladas, herramientas, equipo o material auxiliar aislantes penetran en la zona de las partes activas.

El trabajo con tensión está limitado a una distancia DL (ver dibujo). Los valores de la distancia DL son tomados del Decreto Ley 351/79. El valor estipulado a nivel nacional es 0.80m.



DL: Distancia que define el límite exterior de la zona de trabajo.

DV: Distancia que define el límite exterior de la zona de alrededor.

ORGANIZACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO

Trabajo preparatorio

La Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte, ETECEN encargó a la ONU, a través de su oficina de Servicios para Proyectos, la organización y conducción de la Licitación Pública Internacional para la “Adquisición de Pintura para Protección de Torres de Líneas de Transmisión y Servicio de Pintado”, licitación que fue ganada por la firma Compañía Importadora Ferretera S.A. (CIFSA) para efectuar el servicio de pintado de 229 estructuras metálicas de la L-238 por un monto de US \$ 2 191 507,52 incluidos impuestos, con un plazo de ejecución de doscientos diez días calendario.

Este servicio incluyó capacitación de personal técnico durante 80 horas para cinco Ingenieros y diez Técnicos de ETECEN.

Este servicio tuvo una garantía de duración de la pintura aplicada de diez (10) años.

Con esta experiencia, el Departamento de Transmisión Norte de Red de Energía del Perú, REP, concursó el “Servicio de Pintado de Torres de la L-2236 Guadalupe – Chiclayo”, adjudicándose el servicio a la empresa Consorcio Pinto. El servicio contempló el pintado de 10 estructuras por un monto de S/. 1 60 745,20 incluidos impuestos (US \$ 45 927,20 aproximadamente), con un plazo de ejecución de treinta días calendario y un periodo de garantía del servicio de tres años.

Trabajo preparatorio

Durante el trabajo preparatorio, todos los aspectos de seguridad tanto eléctricos como de otra índole deberán ser tenidos en cuenta.

Para un trabajo complejo, esta preparación debe ser desarrollada por escrito y llevada a cabo a tiempo.

Medidas a tomar por la persona que controla la instalación

El estado de la instalación, predefinido durante la preparación, ha de establecerse para la instalación o para la parte de la instalación en la cual el trabajo (limpieza) se va a llevar a cabo.

Esto puede incluir la prevención contra reenganches automáticos así como modificaciones de los ajustes de los dispositivos eléctricos de protección.

El lugar, donde se enclava el sistema evitando el reenganche automático, debe ser marcado con su correspondiente signo indicando que el trabajo con tensión está llevándose a cabo.

Medidas a tomar por la persona responsable del trabajo de limpieza

La persona responsable del trabajo debe informar a la persona que controla la instalación sobre el tipo y localización del mismo.

Antes de empezar, el personal debe ser instruido sobre el tipo y la extensión del trabajo, medidas de seguridad, división de las tareas con respecto a la aplicación de herramientas y dispositivos.

Después de haber completado el trabajo, el responsable debe informar a la persona que controla la instalación la finalización del mismo. Si el trabajo es interrumpido, se tomarán medidas de seguridad y se informará a la persona responsable del control de la instalación.

Condiciones locales

Para el trabajo con tensión, deben ser tomadas en consideración algunas restricciones en el caso de que existan condiciones locales

desfavorables que reducen las características del aislamiento así como la visión o libertad de movimiento de los trabajadores.

Si se aproximan tormentas, la limpieza en instalaciones, que están conectadas a instalaciones de exterior, no debe comenzar ó debe ser interrumpida.

En instalaciones con pre-descargas audibles y/o visibles, no se debe limpiar.

El trabajo de limpieza no deberá ser hecho en instalaciones sin toma de tierra.

Distancia mínima de seguridad

Es una mínima distancia a las partes activas, deben de existir protecciones que hagan de barrera para exigir guardar una distancia de 0.80 m en la situación más desfavorable.



La distancia mínima debe ser mantenida. Si estas barreras protectoras no existen, deben ser instaladas a las distancias mencionadas antes del comienzo del trabajo.

Antes de su uso, todas las partes del equipo de limpieza en húmedo deben de ser comprobadas visualmente para ver si tienen daños o deficiencias.

Ningún elemento debe presentar daños, por fugas de corriente, golpes u otras deformaciones.

Todas las partes del equipo de limpieza en húmedo (tubo de aspiración, extensores, cabezales limpiadores, etc.) deben de ser limpiadas y secadas antes de su uso.

Las partes que tengan rocío deben ser secadas.

El rocío surge si el equipo almacenado en lugares frescos se lleva a un lugar con más temperatura.

El equipo deberá ser adaptado lentamente a la temperatura más alta.

Es recomendable usar todas las partes con guantes y dejarlas sobre plásticos extendidos, soportes ó cajas de transporte.

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO Y SU USO



Cepillado

Es la primera etapa del mantenimiento. El equipo consta de una aspiradora donde se le conecta el tubo de aspiración transparente y una serie de cepillos que se adosan de acuerdo al elemento de la instalación.

Para limpieza de aislamientos se puede utilizar cepillo cilíndrico como muestra la siguiente ilustración.



En la siguiente foto se puede observar un pincel con una boquilla de aspiración.



O un cepillo rotatorio aspirador.





La última opción es un cepillo aspirador tipo “banana”.

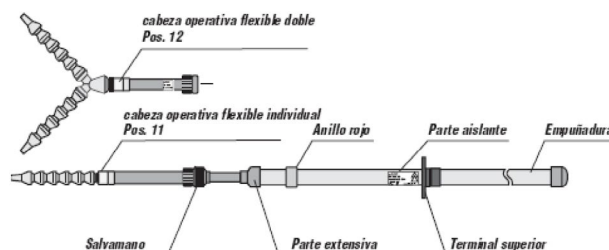


Para cepillado de cuba se utiliza el tipo rectangular con el cuidado de que no haya residuos de aceite.



Tubo de aspiración con empuñadura

Un salvamano y un anillo rojo limitan la parte aislada. El tubo de aspiración, de forma eventual con extensión o unidad de ángulo extensivo, puede contactar con partes activas sólo con la zona que va desde la cabeza operativa al anillo rojo.

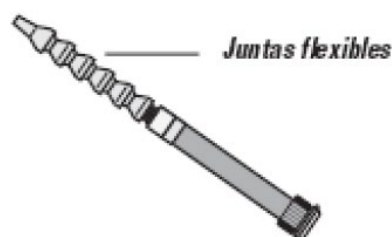
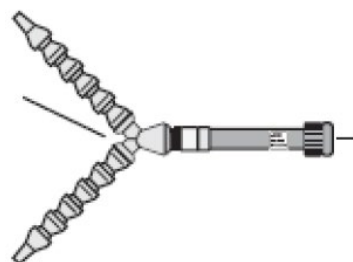


Cabezal con esponja

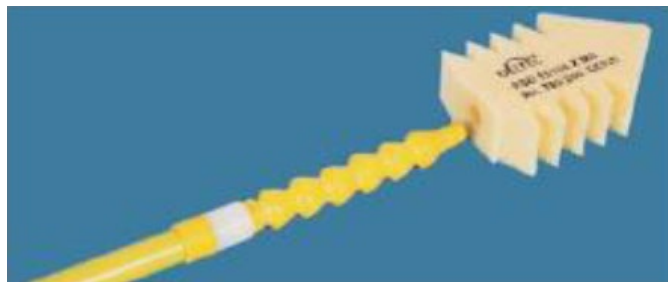
Cabezal operativo con soportes de esponja:

Las cabezas operativas especialmente ajustadas (unidad simple o doble) para limpieza intensiva se acoplan a la pértiga aislada con ayuda de conexiones rígidas atornilladas.

Dependiendo de las condiciones del sitio, es posible emparejar extensiones ó unidades diferentes entre la pértiga aislada y la cabeza operadora.



La técnica de conexión de las cabezas operativas flexibles (unidad individual o doble) permite un acceso rápido a las esponjas limpiadoras y cambiar las esponjas limpiadoras sucias. Los cabezales operativos individuales y dobles (soportes de esponja) pueden ser ajustados a cualquier posición de trabajo gracias a sus juntas flexibles.

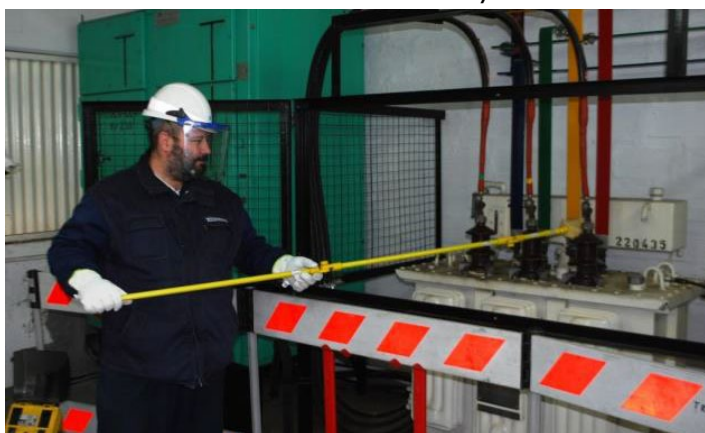


Limpiar con esponjas humedecidas con un agente limpiador especial, permite limpiar capas y superficies aceitosas. Para este objetivo, las esponjas limpiadoras son rociadas con el correspondiente agente limpiador recomendado por el fabricante.

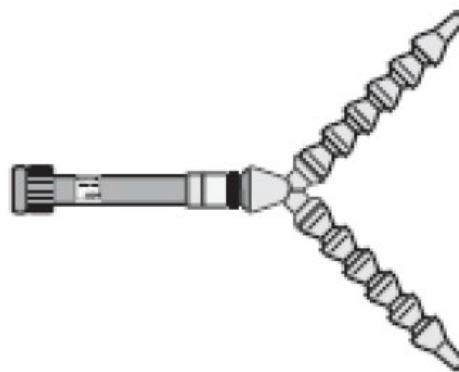
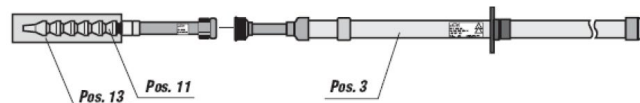


Cabezal operativo individual

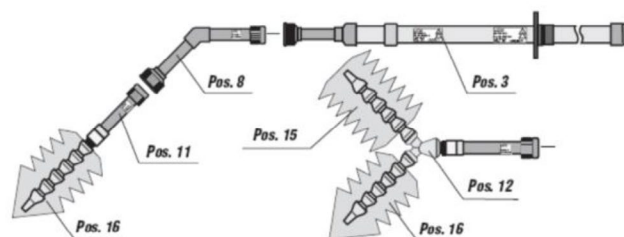
El cabezal operativo individual (soporte de esponja) se utiliza sobre todo en superficies verticales y horizontales. La limpieza se realiza mediante movimientos hacia delante y hacia atrás.



El cabezal operativo doble está diseñado para limpiar en general aisladores y pasacables. Estos elementos se limpian con un movimiento rotatorio de izquierda a derecha.



Trabajo con cabeza operativa y extensión angulada



LIMPIEZA DE LAS PARTES DEL EQUIPO DURANTE EL TRABAJO DE MANTENIMIENTO

Si las partes del equipo, por ejemplo cepillos, unidades anguladas extensibles, extensiones o pértigas aislantes están muy sucias (aceite, grasas, etc), tienen que limpiarse con un líquido especial durante el trabajo de mantenimiento.

Los líquidos recomendados por el fabricante son: Florin 2000 o Revolta 210 (ambos de origen europeo). Sin embargo estamos trabajando con proveedores locales para desarrollar un producto local que cumpla las mismas especificaciones.

Antes de realizar la limpieza hay que asegurarse de agitar energicamente los cepillos después de haberlos lavado.

Limpiar y secar las unidades extensivas anguladas, extensiones y pértigas aislantes con un trapo blanco (limpio).

Seguidamente, los cepillos, los cabezales limpiadores, ángulos fijos, extensiones y el tubo de aspiración deben ser secados para prolongar su uso.

Debe comprobarse visualmente que el líquido limpiador se ha evaporado completamente de las partes del equipo, por ejemplo, cepillos, extensiones ó pértigas aislantes.

Sólo así se podrá continuar con la limpieza en la instalación

LIMPIEZA Y MANTENIMIENTO

Sistema de unión roscado

Para prevenir un endurecimiento (corrosión) de las roscas del sistema de unión, se rocian las roscas con un spray comercial de teflón antes de cada limpieza.

Partes del equipo

En caso de un incremento del nivel de polución (por ejemplo aceite, partes del equipo grasientas), las partes del equipo, como pértiga aislante, extensiones, cepillos y extensiones angulares, deben limpiarse.

Esponjas limpiadoras

Las esponjas limpiadoras sucias se pueden lavar en lavadoras ó en recipientes con detergentes (detergente de lavavajillas, en polvo) en agua caliente hasta un máximo de 40° C. Si se usan detergentes, las esponjas han de ser lavadas con mucho cuidado.

A continuación, se escurrirán y se pondrán en un secador o al exterior para que sequen.

Nuestra experiencia nos ha mostrado que se necesitan tres días para secar si simplemente se ponen al aire libre.

TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

El transporte y almacenamiento de las partes aislantes del equipo han de ser realizados cuidadosamente para prevenir una reducción de sus propiedades.

El equipo de limpieza en húmedo se guarda en un maletín específico en el que las partes integrantes del mismo se colocan en soportes especiales en su interior.

Así, la superficie aislada se protege contra golpes, abrasiones ó raspaduras. Las partes aisladas del equipo no deben ser dejadas sin apretar una sobre otra. Elementos que no pertenecen al equipo, no deben ser transportados o almacenados junto al mismo en el maletín de transporte.

ALMACENAMIENTO

La caja del equipo habrá de ser almacenada en lugares cerrados, a una humedad relativa del aire < 85 %, con una temperatura del aire desde -25° C y +70 °C.

PROTECCIÓN CONTRA RADIACIÓN UV

Los diferentes materiales aislados son sensibles a la radiación UV, por tal motivo el equipo no deberá ser expuesto a radiaciones innecesarias.

EXPERIENCIA

Edenor ha ido evolucionando permanentemente en este tema.

Durante los últimos años, se ha realizado una mejora significativa, consistente en la incorporación de nueva tecnología de limpieza que hemos definido como “sistema en húmedo”.

Este nuevo desarrollo, llevado adelante por la Subgerencia de Trabajos con Tensión, ha contado con la colaboración activa de la Gerencia de Desarrollo Sustentable y Seguridad, quien dio lugar a la participación de la Comisión de Higiene y Seguridad del Sindicato de Luz y Fuerza, logrando así la participación de todos los actores en el resultado final.

CONCLUSIONES

El proceso de limpieza ha sido completamente implementado con excelentes resultados para las instalaciones de nuestra Red.

El correcto mantenimiento de los equipos instalados alarga la vida útil de los mismos, mejora la calidad de servicio, situación que provoca un alto impacto en la imagen de nuestra compañía ante los clientes.

Debido a que este trabajo se realiza sin afectaciones de servicio, puede realizarse debidamente programado, aumentando la frecuencia de mantenimiento y por ende consiguiéndose la mejora buscada para el servicio a nuestro cargo.

AUTORES



Jorge Claudio Castro

Edenor - Jefe de Departamento TCT MT, también se desempeña como Jefe de Capacitación, Seguridad y Desarrollos TCT y Responsable del SGI.

Obtuvo sus títulos de Ingeniero de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente en la Universidad de Morón y de la Marina Mercante.

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

Tomó capacitación en el centro de formación de EDF en Francia en 1995.

Certificador Oficial de Competencias en TCT por el Ministerio de Trabajo de la República Argentina.

Es Instructor de TCT métodos a distancia y contacto en baja y media tensión.



Rafael Casuscelli

Edenor - Supervisor Técnico TCT MT.

Obtuvo su título de Ingeniero Electricista en la Universidad Tecnológica Nacional.

Post grado universitario en Trabajos con Tensión en la UTN.

Tomó capacitación en el centro de formación de Edenor.

EQUIPAMIENTO DE ÚLTIMA GENERACION PARA TCT

VII CITTES - Buenos Aires, Argentina.
Septiembre 2015

Autores:

Juan Enrique Gaviglio, Gerente del Departamento Comercial Nacional – MICRON FRESAR SRL - DIVISION AXION
Gaston Carlos Nicoli, Comercial Corporativo Nacional – MICRON FRESAR SRL - DIVISION AXION

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Independencia 3080, San Francisco, CBA.

Teléfono: 0800 - 555-0202

Web: www.axionlift.com

E-Mail: axionlift@axionlift.com

OBJETO

El trabajo busca transmitir las Innovaciones de los Elevadores AXION para TCT, también hacer conocer las Especificación Técnica (ET) de los Nuevos Modelos.

INTRODUCCIÓN

Micrón Fresar SRL es una empresa que nació en el año 1971; consta de tres unidades de Negocios, MICRÓN: transmisiones, cajas de velocidades, embragues y conjuntos varios, AKRON: acoplados, tolva autodescargables y Transportadores neumáticos de cereales y **AXION**: Elevadores, Grúas y Carrocerías.

Todos nuestros productos son fabricados bajo estrictas normas internacionales de calidad, y con un equipamiento de la más moderna tecnología. Con respecto al aseguramiento de la calidad en la fabricación, nuestra empresa inició el camino para la certificación ISO 9001: 2000 por DNV.

Complementando la calidad de nuestros productos ofrecemos un servicio post venta directo de fábrica que nos permite lograr una importante participación en los mercados nacionales e internacionales.

Nuestro equipo de colaboradores se compone de personal directivo, gerentes, administrativos, ingenieros y operarios ocupando en forma directa a 360 empleados e indirectamente a más de 1.500 personas. Las diferentes unidades de negocios se encuentran localizadas en 7 plantas; con un total de 43.000 m2 entre estructuras cubiertas, espacios para stock de materia prima y productos terminados.

Nuestra Misión: **Crecer y hacer crecer.**



Silvia Maranzana | Sergio Berteza - fotógrafo



ANÁLISIS DE SITUACIÓN

Debido al nuevo contexto de las Empresas Distribuidoras de Energía y sus necesidades de nuevas tecnologías, desde AXION atendemos sus necesidades desde nuevos equipamientos. Detallaremos a continuación los Procesos Productivos de nuestros Elevadores AXION para Trabajo con Tensión.

Insertos Aislados:

Obtenidos mediante el proceso denominado FILAMENT WINDING. En breve esto consiste en enrollar un alto número de filamentos de fibra de vidrio impregnados con una resina epoxi especial sobre un mandril metálico. Luego este conjunto es prensado en matrices especiales a temperatura controlada. De esta manera se garantiza la resistencia mecánica, la rigidez dieléctrica y la duración en el tiempo de estas características. La compañía adopta para estos componentes la firma WACO BOOMUSA, especialista en fabricación de tubos de fibra de vidrio.

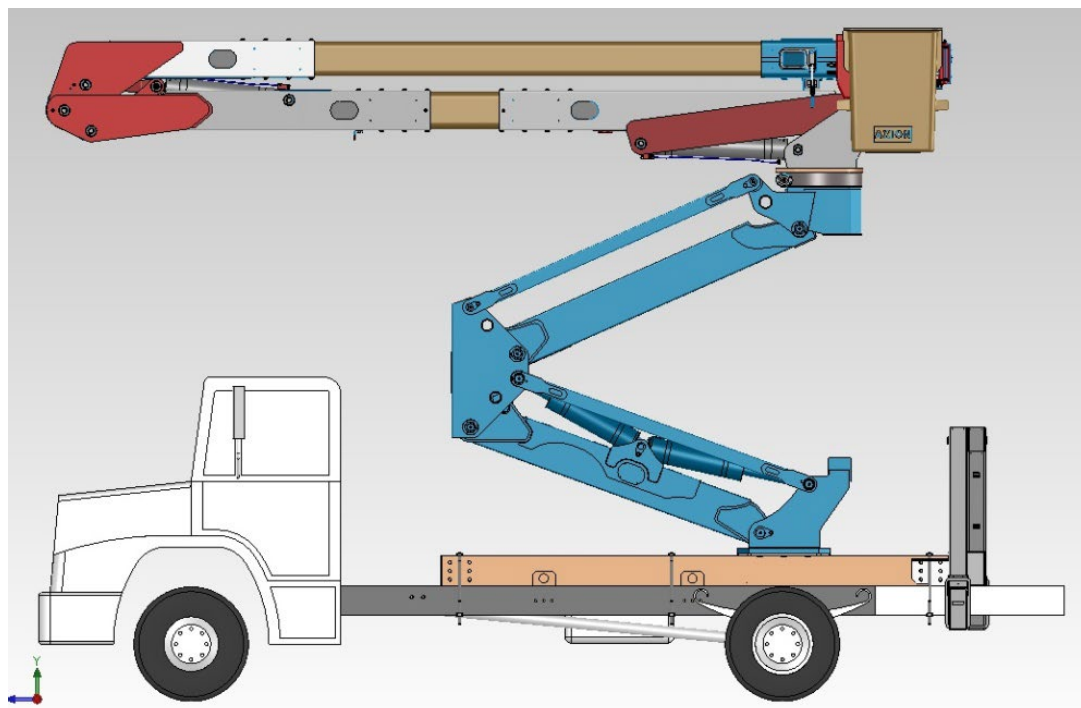
Cesta:

Instalada lateralmente, totalmente aislada, para tensión de hasta 46Kv. Construida de material plástico reforzado con fibra de vidrio, modelo S-I de acuerdo a la norma ANSI 92.2 (boca de acceso 610 x 760 y 1067 de profundidad). Con peldaños que facilitan el acceso al operario.

Liner:

Cobertor interno diseñado y construido para calzar perfectamente en el interior de la barquilla provista. Tiene como finalidad aumentar la capacidad dieléctrica de la barquilla. Este elemento es probado a 69 Kv en concordancia con la norma ANSI92.2.





Nuevo Elevador **AHNi 8024**, con Aislación Clase "A" para 138 kv.

Este Nuevo Elevador de 24 metros de altura de trabajo facilita su montaje sobre un vehículo de 4.800 mm. entre ejes sin necesidad de realizar modificación sobre el chasis del mismo.

El mismo utiliza un Elevador de 3 metros por brazo que eleva un equipo AHN 6018 doble aislado. El mismo tiene una Aislación de 138 kv. Cuenta con dos Cestas modelo S-I con una capacidad de 162 kg. c/u y la opción de un Malacate (JIB) para 680 kg. en su máximo despliegue.

La parte superior del Pedestal vincula la parte fija con la parte móvil del Elevador por medio del conjunto de rotación que consta de un Rodamiento Dentado que es accionado por medio de un sinfín; el que va acoplado a un motor hidráulico de alto torque y bajas revoluciones. El mismo provee una rotación continua e irrestricta en ambos sentidos.

El Elevador Aislado debe utilizar un Sistema de Prevención de Vacío; dado que la normativa lo exige en los Elevadores Aislados categoría "C" que superen los 15.3 metros de altura de plataforma y todas las categorías "A" y "B" (sin importar el alcance vertical). Este Sistema tiende a evitar la formación de vacío parcial en las líneas hidráulicas elevadas, que redundaría en una reducción de la resistencia dieléctrica. Este vacío parcial junto a la aplicación de tensiones eléctricas elevadas implica un riesgo de cebado de un arco eléctrico con los consiguientes daños que ocasiona.

El mismo consiste en el uso de válvulas de venteo en la parte mas alta de las mangueras y una válvula check calibrada en la manguera de retorno al depósito de aceite hidráulico y próximo al mismo. En el primer caso, al producirse vacío parcial por presión negativa y aire atrapado en burbujas, dejan ingresar una cantidad de aire de la atmósfera al interior de la manguera para disminuir el vacío y en el segundo caso, la válvula check soporta el peso de la columna de aceite y evita así que la manguera se descargue a tanque produciendo vacío en la parte mas elevada de la misma.

Debemos utilizar un Sistema de 12 V como bomba de emergencias dado que todo el conjunto Elevador tiene un peso aproximado de 7.900 kg.

Nivel De Aislación Y Categoría De Aislación

Los Elevadores Hidráulicos aislados se caracterizan por su nivel de aislación y por su Categoría. El nivel de aislación se relaciona con la tensión de línea en la que se pretende trabajar. Las normas ANSI 92.2 e IRAM 3926 establecen el siguiente rango de tensiones de aislación:

Nivel de Tensión (Kv)

46 – 69 – 138 – 230 – 245 – 500 – 765

Consultar la norma IRAM 3923 (ANSI92.2) en la sección 5.4.31 y 5.4.31 (Tabla 4,5 y 6) para conocer la corriente de fuga admisible para cada caso.

Categoría A.

Dispositivos aéreos diseñados y fabricados de manera tal que el brazo es la aislación primaria (para trabajo con tensión). Deben tener todos los componentes conductores del extremo de la plataforma vinculados eléctricamente para lograr su equipotencialidad. Estos dispositivos aéreos deben tener letreros en la plataforma indicando esta vinculación. Estos dispositivos aéreos deben estar equipados con un sistema de electrodo inferior de ensayo.

Cuando estos dispositivos aéreos están calificados para trabajar a tensiones mayores que 138

Categoría B.

Dispositivos aéreos diseñados y fabricados de manera tal que el brazo no es la aislación primaria, pero si secundaria (para trabajo con guantes aislantes de caucho). No se requiere la aislación o la vinculación eléctrica de los componentes conductores del extremo de la plataforma. Estos dispositivos aéreos deben estar equipados con un sistema de electrodo inferior de ensayo.

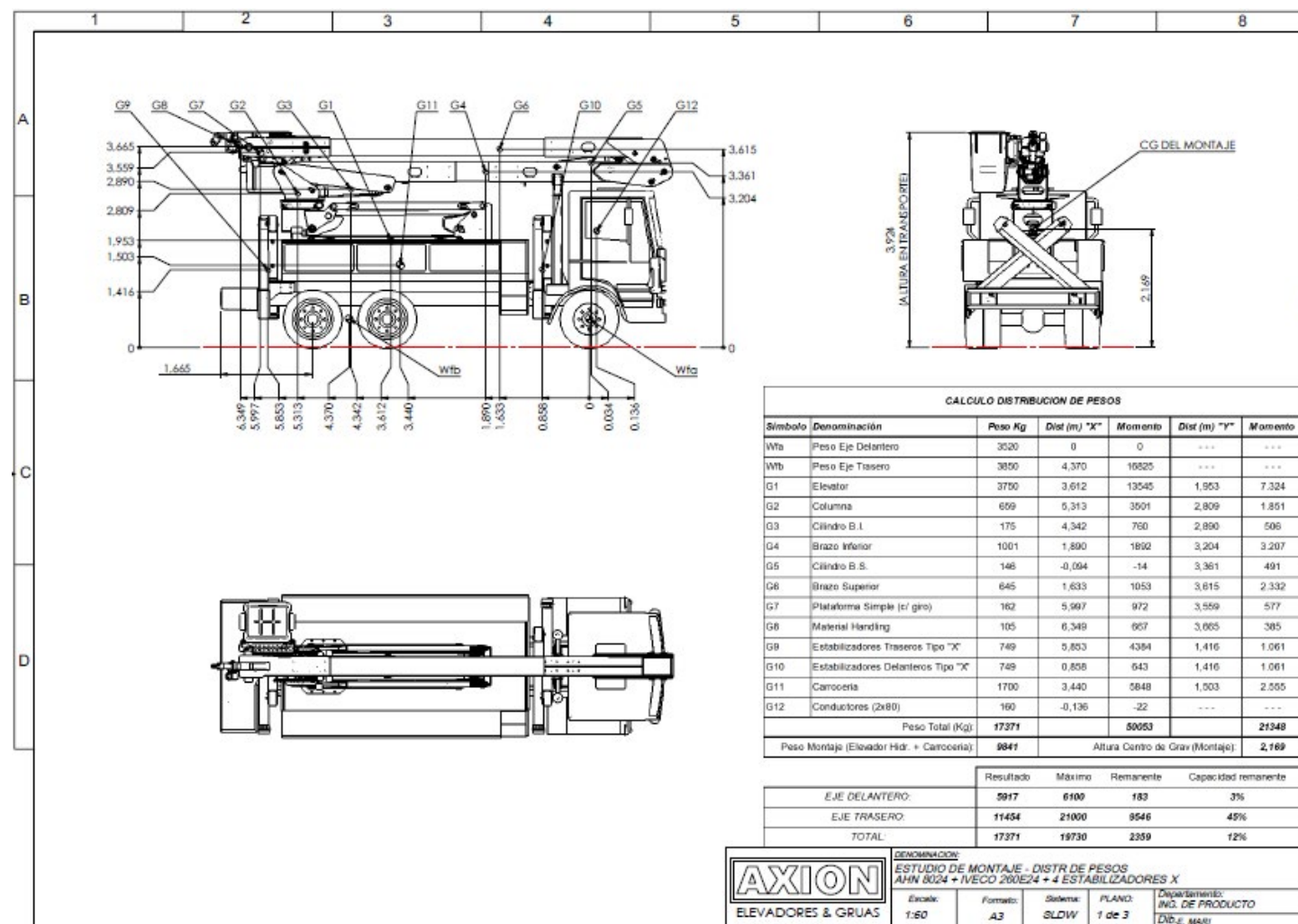
Categoría C.

Dispositivos aéreos diseñados y fabricados de manera tal que el brazo no es considerado como la aislación primaria, pero sí la secundaria. No se requiere la aislación o la vinculación eléctrica de los componentes conductores del extremo de la plataforma. Estos dispositivos aéreos se diseñan para tensiones de 46 kV como máximo y no están equipados con un sistema de electrodo inferior de ensayo.

Análisis de Riesgo en el Montaje sobre Vehículo

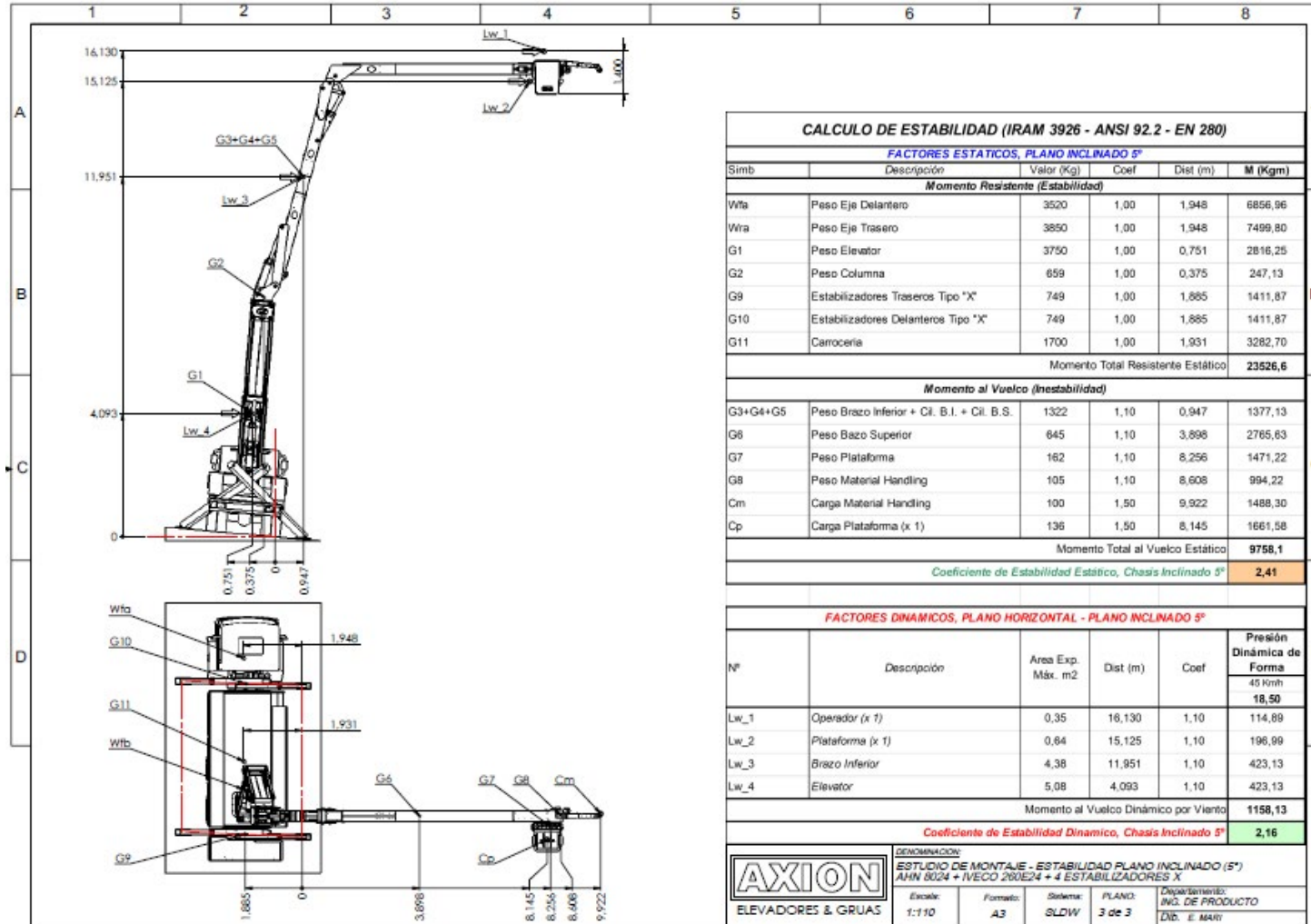
Para asegurarnos que el vehículo que nos plantea el Cliente es adecuado para el montaje se realiza la Integración Vehicular, la misma consiste en un Estudio Distribución de Pesos y otro Estudio de Estabilidad.

I. Estudio Distribución de Pesos:



En este estudio se cargan los datos del Vehículo solicitado por el Cliente (en este caso particular es un IVECO modelo 260E25) y todos los Pesos del Elevador y la Carrocería.

En el mismo podemos verificar que el vehículo no queda sobrepasado en su eje delantero por el Peso del Elevador, lo que nos va a permitir realizar la Inspección Técnica Vehicular de la unidad.

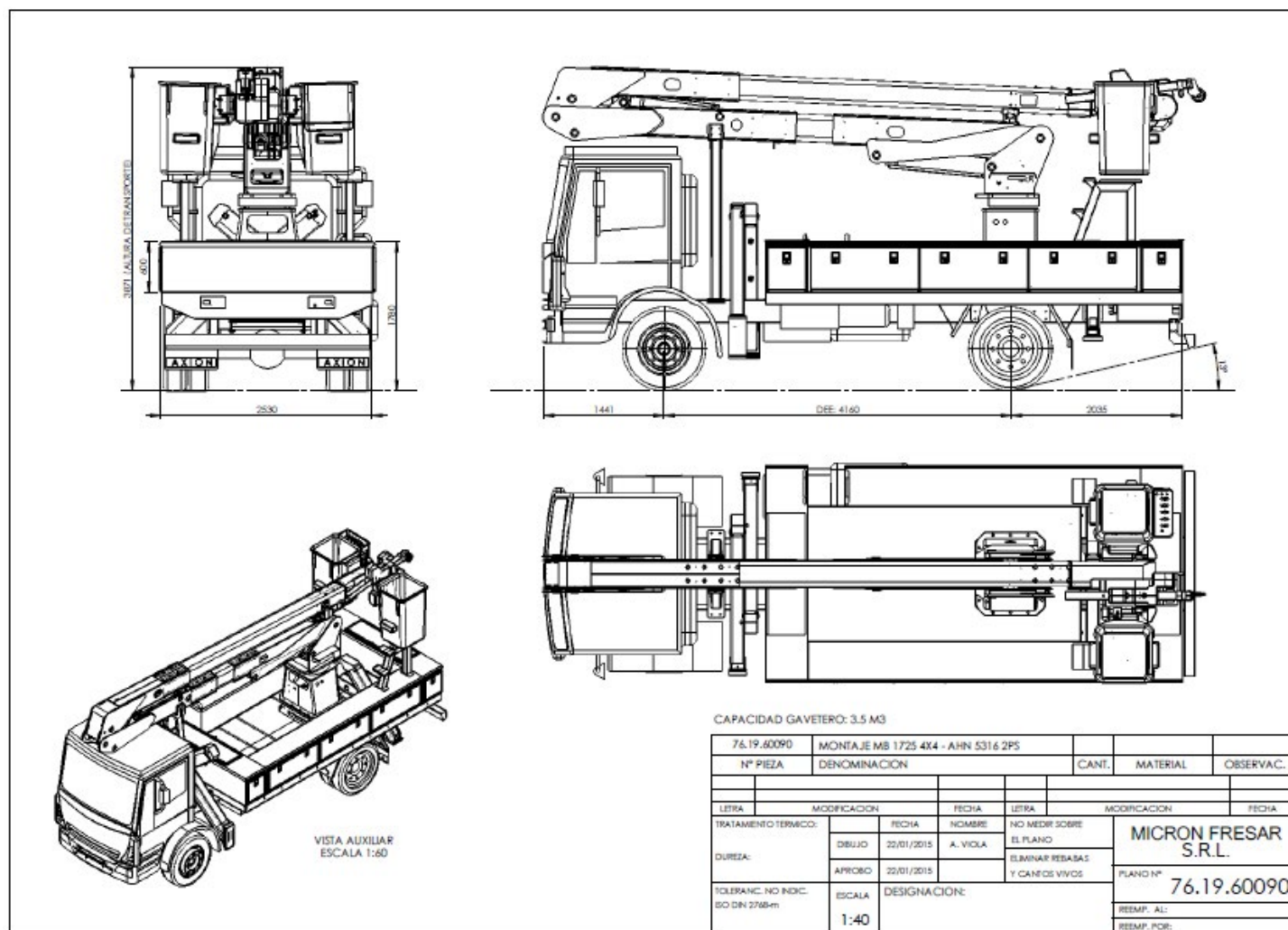


En este caso, similares condiciones al caso anterior se dan. Si bien, la condicion de plano inclinado exige mas al montaje, los valores dan muy por encima de las condiciones exigidas por la norma.

Construcción y montaje de **Bauleras (cajones laterales)** o **Cajas de Carga (barandas rebatibles)** según especificaciones del vehículo recomendado, debidamente reforzadas.

Las dimensiones de la Caja no superarán los límites acotados del vehículo. La baulera posee una escalera de acceso lateral con peldaños, a su vez posee cajones que ocuparán todo su largo.

Puede llevar un cajón especial para mantas y porta pértigas sobre uno de sus laterales.



CONCLUSIONES

El resultado a la fecha de las tareas realizadas en el proceso de Comercialización de Elevadores nos hace una Empresa con versatilidad, seguridad y eficiencia en el Asesoramiento de nuestros Clientes.

EL Asesoramiento de nuestros Clientes parte del conocimiento del trabajo a realizar y descubrir cuál es la necesidad. Encontrar el Elevador que se adecue a las necesidades y recomendar el vehículo mínimo necesario.

Detectar las necesidades de Carrocería para el Trabajo y su presentación.

LECCIONES APRENDIDAS

La búsqueda de la mejora continua que permanentemente busca nuestra empresa y nuestros clientes como EDENOR –EDESUR – PowerLine – INCRO SA, hacen que la planificación, la calidad, el trabajo en equipo, la seguridad y la actualización permanente de nuestros Procesos Productivos, optimizando de la mejor manera posible y con la última tecnología viable en la Argentina el servicio de nuestros Clientes.



EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL EN GENERACIÓN

23 AL 25 DE NOVIEMBRE 2015

CUPOS LIMITADOS



**CLIC AQUI
PARA ACCEDER**

RESPUESTA HIDROLÓGICA DE CUENCAS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ANTE ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO Y MODIFICACIONES EN LAS COBERTURAS Y USOS DEL SUELO

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía - 2014

Autores:

Edier Aristizábal, Ing geólogo, PhD – ISAGEN S.A. E.S.P.

Carlos Daniel Ruiz, Ing. civil, PhD – Escuela de Ingeniería de Antioquia

Maria del Pilar Arroyave, Ing forestal, MSc – Escuela de Ingeniería de Antioquia

Luis Javier Montoya, Ing. civil, PhD – Universidad de Medellín

Juan José Montoya, Ing. geólogo, PhD – Universidad de Medellín

Claudia Campuzano, Ing Civil, MSc – Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquia (CTA)

Juan Arenas, Ing Civil, MSc – Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquia (CTA)

Jorge García, Ing. – Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquia (CTA)

Carolina Rodríguez, Ing. – Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquia (CTA)

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Cra 30C No. 10c-280, Medellín

País: Colombia

Teléfono: (57-4) 448 72 27

Fax: (57-4) 448 88 87

E-Mail: evaristizabal@isagen.com.co

RESUMEN

ISAGEN S.A E.S.P., como empresa de generación y comercialización de energía, requiere un conocimiento detallado de las condiciones ambientales de las cuencas generadoras de sus centrales hidroeléctricas y de los efectos en el comportamiento hídrico generados por el Cambio Climático. Se estudiaron las variaciones en los caudales medios al año 2030 del río la Miel, fuente para la generación de la Central Hidroeléctrica Miel I, originados a partir de escenarios futuros de cambio climático y cambios en los usos y coberturas de la cuenca. Para la generación de escenarios y cambios en la cobertura vegetal se realizó una revisión de los escenarios proyectados por el IPCC, AR-4, y de los resultados del IDEAM; generando unas series de precipitación y coberturas vegetales en la cuenca, que fueron simulados utilizando el modelo hidrológico distribuido TETIS. Todos los escenarios modelados presentaron disminuciones en los caudales, excepto los correspondientes a escenarios con condiciones del fenómeno de La Niña.

I. INTRODUCCIÓN

La respuesta hidrológica de una cuenca es función directa e indirecta de múltiples variables ambientales, por lo que cambios en el clima, cobertura vegetal y usos del suelo generan modificaciones en los caudales esperados. Entre los múltiples efectos estudiados del Cambio Climático se encuentra las modificaciones en las medias y extremos de los eventos hidrometeorológicos y cambios en las coberturas vegetales [1].

ISAGEN S.A.E.S.P., como empresa de generación y comercialización de energía, requiere un conocimiento del estado ambiental de sus cuencas y de los efectos en el comportamiento hídrico ante cambios ambientales. Las alteraciones de los caudales medios afectan la generación de energía y pueden amenazar la continuidad del negocio; razón por la cual; estimar con alguna precisión dichos cambios permitirá tomar acciones de prevención, mitigación y adaptación por parte de la empresa.

La investigación sobre escenarios futuros, basados en el

conocimiento actual, con la utilización de una herramienta de simulación hidrológica ayuda a definir prioridades y acciones de gestión, que garanticen una oferta hídrica adecuada para atender la generación de energía bajo escenarios futuros de cambios en las condiciones ambientales.

Es por esta razón que se definió estimar la respuesta hidrológica de la cuenca del río La Miel frente a escenarios de cambio y variabilidad climática, así como alteraciones en la cobertura y el uso del suelo a través de la implementación de un modelo hidrológico distribuido. Para tal fin se caracterizó climática y geomorfológicamente la cuenca del río La Miel, se analizaron las tendencias de largo plazo de las series mensuales de caudal, temperatura y precipitación de las estaciones hidrometeorológicas, y se definieron escenarios tendenciales y potenciales de cambio en cobertura y usos del suelo a partir de análisis de imágenes satelitales disponibles, mapas de cobertura y uso del suelo, información secundaria de referencia y de un análisis de prospectiva a partir de un panel de expertos, al igual que los resultados de procesos de escalamiento, publicados por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y/o institutos internacionales, de las anomalías inferidas por modelos de circulación global climáticos y acoplados y de acuerdo a lo planteado por un panel de expertos.

2. ZONA DE ESTUDIO

La cuenca hidrográfica del río La Miel, se encuentra ubicada en la vertiente oriental de la cordillera central de los Andes Colombianos, al oriente del departamento de Caldas, Colombia (Ver Figura 1). El río La Miel es uno de los más importantes afluentes de la cuenca del río Magdalena con un caudal medio de 239 m³/s.

La cuenca del río La Miel presenta una conformación montañosa con cañones de alta pendiente y cobertura boscosa, y una red de drenaje densa caracterizada por altas pendientes y comportamiento torrencial. Algunos centros poblados se ubican dentro de la cuenca como es el caso de los municipios de Marquetalia, Manzanares, Pensilvania, Samaná, Norcasia y la Victoria [2].

Esta cuenca forma parte del potencial hídrico del oriente del departamento de Caldas, en la cual se encuentra la Central Hidroeléctrica Miel I, con una capacidad instalada de 396 MW.



Figura 1. Localización de la cuenca del río La Miel.

La zona de estudio seleccionada comprende un área de 776,50 km² que corresponde a las dos cuencas principales afluentes de la Central, las cuencas del río Moro y el río La Miel. El punto de cierre para estas cuencas se ubica en la estación Puente Hierro

como se ilustra en la Figura 1.

3. SIMULACIÓN HIDROLÓGICA

La modelación de una cuenca hidrográfica tiene como finalidad la simulación de escenarios hipotéticos. Para el presente estudio se utilizó el modelo hidrológico TETIS, probado satisfactoriamente en cuencas con condiciones climáticas diversas y que ha sido calibrado y validado en la cuenca del río La Miel. El modelo TETIS es un modelo conceptual distribuido que simula eventos hidrológicos, además puede ser usado para la simulación continua del ciclo hidrológico en una cuenca [3, 4].

Para cada celda, que corresponde a un pixel del Modelo de Elevación Digital, se efectúa un ciclo hidrológico para cada intervalo temporal de simulación, según un esquema de tanques interconectados [3]. Las relaciones entre tanques representan los diferentes procesos hidrológicos, que dependen del estado de humedad de cada tanque. El modelo utiliza tanques lineales simples y esquemas de umbrales para el flujo (Figura 2).

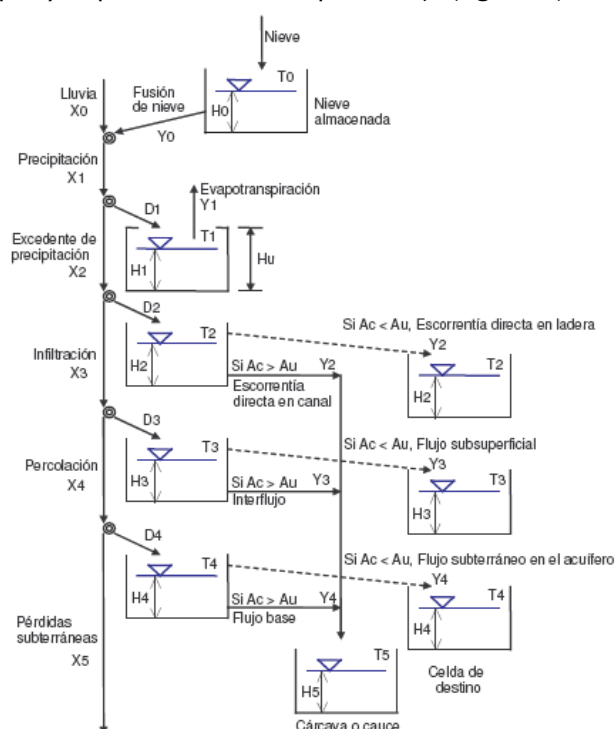


Figura 2. Esquema conceptual de conexión vertical del Modelo TETIS (modificado de Francés et al., 2007)

Para la calibración del modelo hidrológico se definió el período de comprendido entre el 1 de septiembre de 1994 y el 31 de diciembre de 1995. La calibración se efectuó utilizando la estación de aforos Puente Hierro. La Figura 3 presenta los hidrogramas simulados y el observado para el período de calibración.

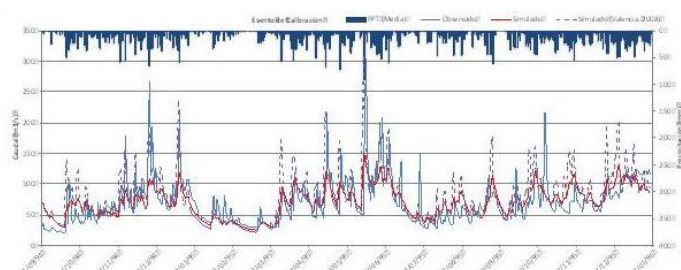


Figura 3. Caudales simulados y observado para el evento de calibración. Las barras azules en la parte alta representa la precipitación, la línea no continua azul son los caudales medidos en la estación Puente Hierro, en tanto que la línea continua roja representa los caudales simulados.

Al comparar los hidrogramas simulados con el observado, se puede determinar que ambas simulaciones reflejan adecuadamente el comportamiento hidrológico de la cuenca.

4. ESCENARIOS DE CAMBIO Y VARIABILIDAD CLIMÁTICA

Un escenario de cambio climático es una representación del clima afectada por una condición de gases de efecto invernadero, y no es un pronóstico ni una predicción climática. Históricamente los Modelos Globales de Clima (por sus siglas en inglés GCMs) han sido la fuente primaria de información para construir escenarios de cambio climático que suministran la base inicial para comprender el cambio climático en todas sus escalas; desde lo local a lo regional [5].

Para la cuenca del río La Miel se definieron los escenarios climáticos inferidos teniendo como base la información de tendencias observadas en las series hidrológicas disponibles y los resultados de procesos de escalamiento de las anomalías de temperatura y precipitación, pronosticadas por modelos de circulación general (climáticos y acoplados) para horizontes de tiempo de mediano (10-15 años adelante) y largo plazo (2050 y 2080), publicados por el IDEAM, con base en resultados de centros internacionales de investigación y pronóstico. Adicionalmente en el presente estudio se consideraron los resultados y conclusiones de un panel de expertos nacionales que se desarrolló como parte del proyecto.

Teniendo como base resultados de estudios previos y el procesamiento de las series históricas disponibles para la cuenca hidrográfica del río La Miel, se sugiere el siguiente escenario tendencial para la ejecución de la herramienta de simulación hidrológica:

Precipitación

La precipitación total anual en cotas por encima del óptimo pluviométrico del área de influencia de la cuenca hidrográfica del río La Miel podrá experimentar una reducción cercana al -1 al -3% por década, homogénea/no-geométrica, en cotas alrededor de los [1,500-2,000] m, y de -3 y -6%/década en cotas alrededor de los [2,000-2,500] m y [$>2,500$] m, respectivamente. Esto sugiere que para el año de simulación 2030, la precipitación total anual en cotas alrededor de los [1,500-2,000] m podrá disminuir un -4% con respecto a la precipitación total anual multianual estimada. En cotas alrededor de los [2,000-2,500] m y [$>2,500$] m, las reducciones totales esperadas podrían alcanzar los -6% y -12%, respectivamente, de la precipitación anual histórica.

En cotas cercanas al óptimo pluviométrico local, por otra parte, se podría esperar un ligero incremento de +1 a +4%/década, razón por la cual se sugiere que el aumento en la precipitación total anual en el año de simulación 2030 alcance el 6% del promedio anual histórico. En cotas por debajo del umbral del óptimo pluviométrico, la precipitación total anual seguirá exhibiendo valores cercanos al promedio observado.

Temperatura

La temperatura media anual a nivel de superficie podrá experimentar un incremento del orden de [+0.2;+0.4] °C por década, promediado en toda el área de drenaje de la cuenca hidrográfica del río La Miel. En niveles bajos, alrededor de los [1,200-1,500] m, se podrían esperar incrementos de +0.25 °C por década. En niveles altos, en particular en zonas de bosque alto-andino chaparro y subpáramo, los incrementos en la temperatura media anual podrían alcanzar +0.75 °C por década.

Esto sugiere que para el año de simulación 2030, la temperatura media anual en cotas alrededor de los [1,200-1,500] m podrá experimentar una anomalía positiva, con respecto al valor histórico observado, de +0.5°C. En zonas altas, la anomalía esperada podría alcanzar +1.5°C. La distribución del cambio esperado a lo largo de la vertical responderá entonces al reajuste (en este caso disminución) de la tasa típica de cambio de la temperatura del aire con la altura, que para el caso del área en estudio asciende actualmente a -5.7 K/km.

Coberturas y usos del suelo

Para evaluar la inferencia que tienen este tipo de cambios se plantea la simulación de diferentes escenarios, tendenciales y potenciales de cambio en la cobertura y los usos del suelo en la zona de estudio.

Para tal fin se plantean dos escenarios, resultantes de un análisis de prospectiva realizado mediante el panel de expertos. El primero de los escenarios a evaluar parte del supuesto que en el área de estudio no ocurren cambios significativos en las coberturas y usos del suelo, por lo cual se tendrán en cuenta las distribuciones espaciales actuales de las coberturas en la cuenca. El segundo escenario hace referencia a las tendencias lineales en los cambios en el tipo de coberturas y usos del suelo, mediante el análisis de fotografías aéreas y mapas de cobertura de diferentes periodos, 2002 y 2009.

Combinación de Escenarios para la Simulación

De acuerdo con los escenarios climáticos y de cobertura y uso del suelo, se propusieron múltiples combinaciones entre ambos para obtener diversos grupos de eventos de simulaciones para la cuenca. La Tabla 1 muestra en la primera columna del lado izquierdo el número de la simulación, que obedece al consecutivo de cada resultado, en la segunda columna del centro las condiciones de cobertura y uso del suelo y en la tercera columna del extremo derecho las condiciones propuestas de clima.

TABLA 1. COMBINACIÓN DE MÚLTIPLES ESCENARIOS DE COBERTURA Y USO CON ESCENARIOS CLIMÁTICOS

Simulación N°	Escenario de Cobertura y Uso del suelo	Escenario Climático
1	Condiciones de cobertura y uso actual	Condiciones actuales
2	Condiciones de cobertura y uso actual	Tendencial 1
3	Condiciones de cobertura y uso actual	Tendencial 2
4	Condiciones de cobertura y uso actual	Condiciones El Niño
5	Condiciones de cobertura y uso actual	Condiciones La Niña
6	Condiciones de cobertura y uso actual	IDEAM
7	Condiciones de cobertura y uso tendencial 2030	IDEAM
8	Condiciones de cobertura y uso tendencial 2030	Tendencial
9	Condiciones de cobertura y uso tendencial 2030	Condiciones El Niño
10	Condiciones de cobertura y uso tendencial 2030	Condiciones La Niña
11	Condiciones de cobertura y uso tendencial 2030	Condiciones actuales

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Después del proceso de calibración y posterior validación se llevó a cabo la simulación considerando el episodio que contenía todos los años de registros tanto de la información hidrométrica, como

la pluviométrica y la evapotranspiración.

Los resultados constituyen el comportamiento del caudal del punto de control establecido en el sitio de presa, Puente Hierro; de la cual se tienen registros de caudal desde año 1963 hasta el año 2001. Se tomó la serie de caudales de esta estación como la serie histórica media mensual que se compara con las series mensuales estimadas por el modelo.

Los resultados se presentan en las gráficas 4 y 5.

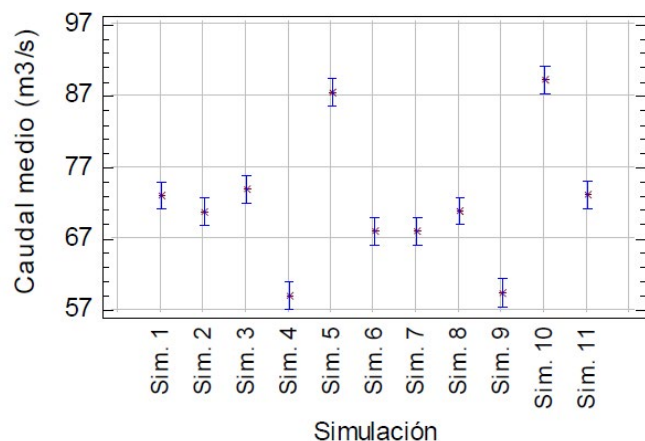


Figura 4. Promedios de la simulación con intervalos de confianza del 95%.

Simulación 1.

Los resultados sugieren una reducción en los caudales medio mensuales históricos, promedio a lo largo del año, del -10% aproximadamente. Las mayores reducciones en los caudales se presentan en los meses de octubre, noviembre y diciembre, en los cuales los cambios sugeridos por la simulación alcanzan -13, -23 y -18%, respectivamente. Los resultados sugieren además que se presenta un ligero incremento del +2% en el mes de julio.

Simulación 2.

Los resultados sugieren una reducción en los caudales medio mensuales históricos, promedio a lo largo del año, del -12% aproximadamente, así como reducciones máximas de -16, -26 y -21% en los meses de octubre, noviembre y diciembre. Los resultados de simulación no sugieren incrementos en los caudales medio mensuales históricos.

Simulación 3.

Los resultados sugieren una reducción en los caudales medio mensuales históricos, promedio a lo largo del año del -9% aproximadamente. Las mayores reducciones en los caudales se presentan en los meses de octubre, noviembre y diciembre, en los cuales los cambios sugeridos por la simulación alcanzan -12, -22 y -17%, respectivamente. Los resultados sugieren además que se presenta un incremento en el caudal medio histórico del mes de julio del +3%.

Simulación 4.

Los resultados sugieren una reducción en los caudales medio mensuales históricos, promedio a lo largo del año, del -29% aproximadamente. Las mayores reducciones se presentan en los meses de noviembre y diciembre, en los cuales los cambios sugeridos por la simulación alcanzan -38 y -28%, respectivamente. Los resultados de simulación no sugieren incrementos en los caudales medio mensuales históricos.

Simulación 5.

Los resultados sugieren un incremento en los caudales medio mensuales históricos, promedio a lo largo del año del +8% aproximadamente. Los mayores aumentos se presentan en los meses de julio, agosto y septiembre, en los cuales los cambios sugeridos por la simulación alcanzan +24, +24 y +26%, respectivamente. En los meses de febrero, abril y mayo se pueden presentar, por otro lado, disminuciones en los caudales históricos del orden de -8, -4 y -8%, respectivamente.

Simulación 6

Los resultados sugieren una disminución en los caudales medio mensuales históricos, promedio a lo largo del año, del -15% aproximadamente. Las mayores reducciones se presentan en los meses de octubre, noviembre y diciembre, con valores cercanos a -28, -27 y -27%, respectivamente. Los resultados sugieren además que se presentan incrementos de +4 y +6% en los caudales medio mensuales históricos de los meses de julio y agosto.

Simulación 7

Los resultados sugieren una disminución en los caudales medio mensuales históricos, promedio a lo largo del año, del -15% aproximadamente. Las mayores reducciones se presentan en los meses de octubre, noviembre y diciembre, en los cuales se pueden presentar disminuciones cercanas a -28, -27 y -27%, respectivamente. En los meses de julio y agosto, por otro lado, se pueden presentar incrementos del orden de +4 y +6%, respectivamente.

Simulación 8.

Los resultados indican que se presenta una disminución en los caudales medio mensuales históricos, promedio a lo largo del año, del -12% aproximadamente. Las mayores reducciones se presentan en los meses de noviembre y diciembre, en los cuales se pueden presentar disminuciones cercanas a -26 y -21%, respectivamente. Los resultados de simulación no sugieren incrementos en los caudales medio mensuales históricos.

Simulación 9

Los resultados sugieren una reducción en los caudales medio mensuales históricos, promedio a lo largo del año, del -28%

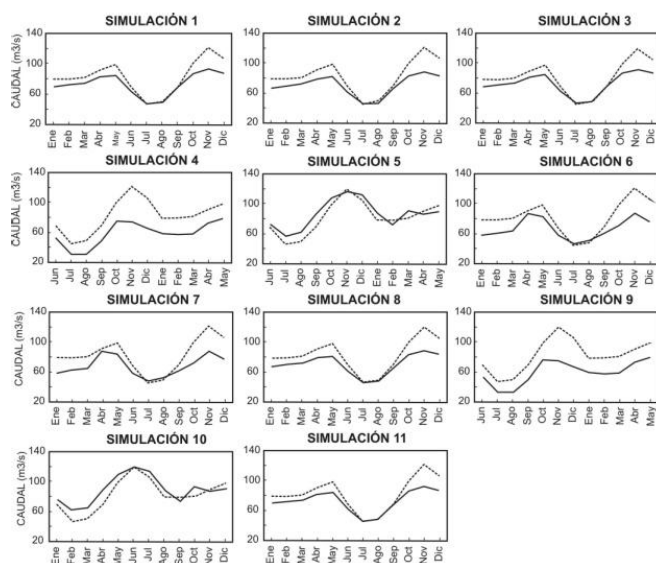


Figura 5. Resultados de la simulación. La línea discontinua representa el ciclo anual observado y la línea continua representa el ciclo anual de los datos arrojados por la simulación.

aproximadamente. Las mayores reducciones se presentan en los meses de noviembre y diciembre, en los cuales se pueden presentar disminuciones cercanas a -38 y -37%, respectivamente. Los resultados de simulación no sugieren incrementos en los caudales medio mensuales históricos.

Simulación 10

Los resultados sugieren un incremento en los caudales medio mensuales históricos, promedio a lo largo del año, del +11% aproximadamente. Los mayores aumentos se presentan en los meses de julio, agosto y septiembre, en los cuales se pueden presentar incrementos cercanos a +31, +30 y +29%, respectivamente. Para los meses de febrero, abril y mayo, los resultados de simulación sugieren, por otro lado, que se pueden presentar disminuciones en los caudales promedio históricos del orden de -6, -3 y -7%, respectivamente.

Simulación 11

Los resultados sugieren una reducción en los caudales medio mensuales históricos, promedio a lo largo del año, del -10% aproximadamente. Las mayores reducciones se presentan en los meses de octubre, noviembre y diciembre, en los cuales se pueden presentar disminuciones cercanas a -13, -23 y -18%, respectivamente. Los resultados de simulación sugieren, por otro lado, que se puede presentar un incremento del caudal promedio histórico del mes de julio del orden de +2%.

Nueve (9) de once (11) escenarios futuros sugieren reducciones (promedio a lo largo del año) en los caudales medio mensuales históricos que fluctúan en el rango -29% a -9%. Tan sólo dos (2) escenarios de simulación (Sim 5 y Sim 10) sugieren incrementos promedio del +8 y +11%, respectivamente.

Los resultados de simulación sugieren que los caudales medio mensuales esperados podrían alcanzar órdenes de magnitud que podrían ser potencialmente negativos para la generación en los primeros seis meses del año, y altamente negativos en los últimos dos meses del año (ver Figura 5). Para el escenario de condiciones actuales de cobertura y uso del suelo bajo condiciones El Niño (Simulación 4) y el escenario de cambios esperados en cobertura y uso del suelo, y condiciones El Niño (Simulación 9), los caudales medio mensuales a lo largo de todo el año podrían estar asociados a condiciones altamente negativas para el proceso de generación en esta cuenca hidrográfica.

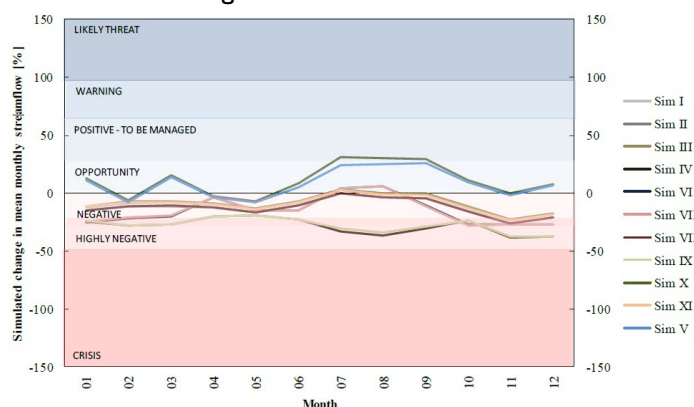


Figura 5. Cambios en el caudal medio mensual multianual simulados para los once (11) escenarios de simulación propuestos.

6. CONCLUSIONES

En este proyecto se encontró que las principales variables hidrológicas que explican la variabilidad natural de la oferta

hídrica superficial de la cuenca hidrográfica del río La Miel es la precipitación dado que las condiciones de clima que se propusieron obedecían a cambios en los registros de esta variable.

Los resultados de simulación para el escenario de condiciones actuales de cobertura y uso del suelo bajo condiciones La Niña (Sim V) y cambios esperados en cobertura y uso del suelo bajo similares condiciones hidrológicas (Sim X) sugieren que los incrementos en los caudales medio mensuales históricos, en particular en los meses de julio, agosto y septiembre, podrían traducirse en escenarios positivos pero con necesidad de implementación de estrategias y/o acciones de operación para el proceso de generación en esta cuenca hidrográfica.

Se recomienda avanzar más en el desarrollo del modelo para caudales máximos y mínimos, así como responder preguntas adicionales y mas específicas respecto al comportamiento hidrológico de la cuenca en el futuro, que le permita a ISAGEN S.A. E.S.P. tomar decisiones con mayor certidumbre.

7. AGRADECIMIENTOS

El presente artículo presenta los resultados del estudio denominado Inferencias de respuestas hidrológicas de la cuenca hidrográfica del río la miel ante escenarios de cambio y variabilidad climática y cambios en la cobertura y uso del suelo elaborado por ISAGEN, a través del Equipo Ambiental – Producción, el Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquia (CTA), a través de los ingenieros Claudia Patricia Campuzano Ochoa, Jorge Andrés García Montoya, Juan Sebastián Arenas Cárdenas y Carolina María Rodríguez Ortiz; la Escuela de Ingeniería de Antioquia (EIA), a través de los investigadores María Del Pilar Arroyave Maya y Carlos Daniel Ruiz Carrascal; y la Universidad de Medellín, a través de los investigadores Luis Javier Montoya Jaramillo y Juan José Montoya Monsalve.

7. REFERENCIAS

- [1] IPCC, 2001. Panel Intergubemamental de Cambio Climático, Reporte I
- [2] CORPOCALDAS 2006. Plan de ordenación y manejo ambiental de la cuenca hidrográfica del río La Miel. Manizales. Manizales. 515p
- [3] Vélez J.I., Francés F., Lavabre, J., and Puricelli. M. Adaptación del Modelo GR3 a un Modelo Distribuido por Isocronas para Simulación de Crecidas. Aplicación a la Cuenca del Réal Collobrier. Avances en Recursos Hidráulicos, 6, 1999. pp 23-36
- [4] Francés, F., J I Vélez, and J. J vélez. Split-parameter structure for the automatic calibration of distributed hydrological models. J. Hydrol.332 (1). 2007. pp 226–240.
- [5] Mearns, L. O., Hulme, M., Carter, T. R., Leemans, R., Lal, M., Whetton, P., 2001: Climate scenario development. In IPCC, 2001: Climate Change 2001: The Scientific Basis. CUP, Cambridge, UK.



PREMIO CIER 2015
¡Conozca a los Ganadores!

CONTINGENCIA POR DAÑOS INTERNOS EN TURBINA DE GAS V64.3

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía - 2014

Autor:

Ronald Antonio Valdivia Loza, Ing. Electromecánico, Jefe De Plantas – EMPRESA ELÉCTRICA VALLE HERMOSO S.A. – Bolivia

Teléfono: +591 722 01082

E-Mail: ronald.valdivia@evh.bo

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Calle Tarija # 1425 Cochabamba

País: Bolivia

Teléfono: +591 4 4240544

Fax: +591 4 4115195

E-Mail: info@evh.bo

INTRODUCCIÓN

Después de la ejecución de una intervención de Mantenimiento Mayor en una turbina de gas ANSALDO/SIEMENS modelo V64.3, durante una intervención programada de inspección de seguimiento ejecutada aproximadamente un mes después de concluida la intervención mayor, se presentó un hallazgo de daños considerables en los alabes de turbina de dicha unidad.

ANTECEDENTES

Durante la intervención mayor realizada un mes antes del hallazgo de daños, fuera del alcance normal de trabajos, se ejecutó la aplicación de un boletín de servicio TISL “Technical Information Service Letter”, recomendado por el fabricante original del equipo (OEM), dicho TISL involucra el reemplazo de todos aquellos pernos de sujeción de las planchuelas de escudo térmico, de la zona de transición de gases calientes que hubieran sobrepasado las 50000 horas de operación.

Las turbinas de gas V64.3 cuentan con un escudo térmico en la zona de transición de gases calientes ubicada entre las cámaras de combustión y el ingreso a primera etapa de turbina, compuesto por 462 planchuelas de aleación Inconel 939 que se encuentran fijadas a la cubierta interna usando pernos de expansión fabricados de aleación Nimonic 80A.



Fig. 1 Escudo térmico de la zona de transición de gases calientes visto desde cámara de combustión

La fundamentación del fabricante para la emisión del mencionado TISL era el hallazgo, en diversas unidades V64.3 con más de 50000 horas de operación, de pernos con fisuras en la zona del cuello del perno por efecto de termofluencia (creep).

HALLAZGO DE DAÑO

Después del mantenimiento mayor, la unidad operó con normalidad y sin ninguna sintomatología de falla durante un periodo de un mes hasta que fue temporalmente retirada de servicio a fin de realizar una intervención programada para la inspección de seguimiento de los componentes reemplazados durante la intervención mayor. Durante dicha inspección de seguimiento, se encontraron daños de magnitud en los alabes de turbina. Los daños más relevantes se encontraban en la primera etapa tanto en los alabes rotóricos como estatóricos, con presencia parcial de daño en la segunda etapa y algunos impactos menores en tercera y cuarta etapa.



Fig. 2 Daños en primera etapa estática

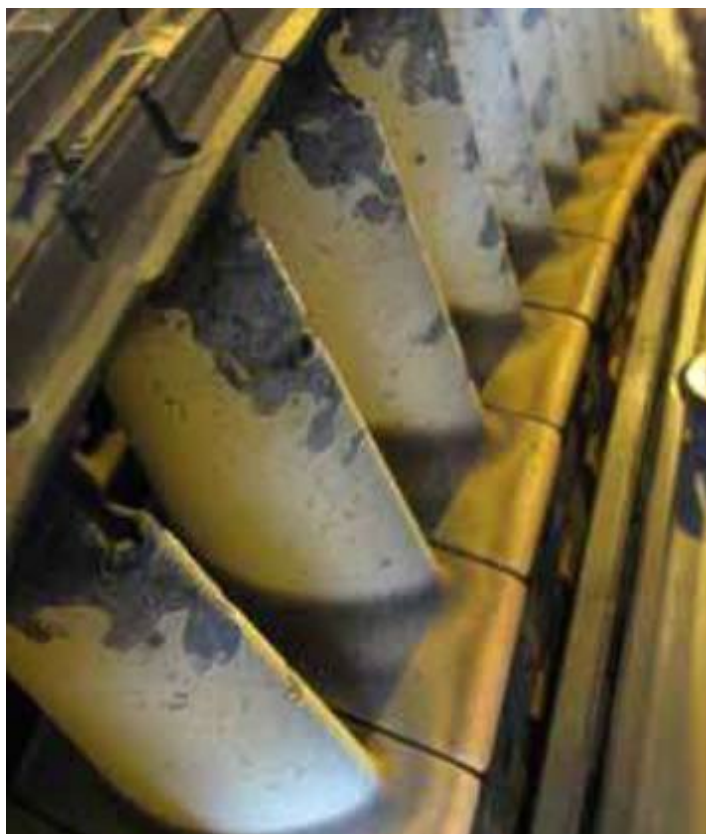


Fig. 3 Daños en primera etapa estática

Durante la inspección la inspección también se observó la ausencia de la cabeza del perno de sujeción de una de las planchuelas inconel del escudo térmico, dicha planchuela aún permanecía en su posición, al igual que el cuerpo del perno.



Fig. 4 Cuerpo del perno fracturado aún insertado en la cubierta interna

Dos mitades de la cabeza de perno fracturado (Fig. 5) fueron encontradas en el ducto del difusor de escape ubicado detrás de las cuatro etapas de turbina.



Fig. 5 Cabeza del perno fracturado hallada en el difusor de escape

ANÁLISIS DE FALLA

La causa inmediata de daño fue determinada como daño por objeto doméstico (DOD) provocado por el paso de la cabeza del perno fracturado a través de las etapas de turbina y el modo de falla del perno fue con desprendimiento de la cabeza por fractura en la zona del cuello del perno.

Entre las posibles causas que se manejaron en el análisis inicial de la falla, se consideraron las siguientes:

- Deficiencia de montaje
- Reinstalación de un perno usado
- Condiciones operativas anormales
- Defecto interno

- Deficiencia por material incorrecto
- Defecto de fabricación
- Otras deficiencias de Material

La posible deficiencia de montaje podría ser atribuible a la aplicación de un torque excesivo durante la instalación, por lo cual se revisó con el personal de mantenimiento la consistencia entre el procedimiento ejecutado y los valores de torque especificados por el fabricante y también se verificó la correcta calibración del torquimetro utilizado para el apriete de los pernos.

La reinstalación accidental de un perno usado fue considerada como poco probable debido a que como política interna, se lleva un registro del origen del perno instalado en cada posición y dichos registros indicaban que el perno fracturado correspondía a un perno nuevo correspondiente al lote de pernos que habían sido reemplazados como parte del boletín de servicio recomendado por el fabricante.

La zona de falla en el perno fracturado era la misma que la detectada por el OEM en pernos de otras unidades pero con la diferencia de que el perno fracturado contaba con menos de 1000 horas de operación a diferencia de los hallazgos en otras unidades que referenciaban pernos con más de 50000 horas de operación. Se revisaron los parámetros operativos de todo el periodo de funcionamiento entre el mantenimiento mayor y el hallazgo de daño, sin detectarse ningún indicio de condiciones operativas anormales o posible sobretensión en la zona de transición de gases calientes.

Para determinar el mecanismo de falla así como la causa raíz de la misma, se decidió realizar un análisis metalúrgico y metalográfico tanto del perno fracturado como de varios pernos tanto del lote de pernos reemplazados durante el mantenimiento mayor, como de los pernos que habían sido instalados en una anterior oportunidad y eran provenientes de otro lote de suministro.

Un hallazgo relevante durante la remoción de pernos para su envío al laboratorio de análisis metalúrgicos y metalográficos fue la fractura de la cabeza de otro perno al iniciar el esfuerzo de afloje del mismo, por lo cual se decidió remover la totalidad de pernos del escudo térmico para realizar una inspección visual y con tintas penetrantes.



Fig. 6 Perno fracturado durante el desmontaje

En las inspecciones visuales realizadas, se detectaron fisuras visibles en varios pernos, todos ellos correspondientes al zote de pernos nuevos que habían sido instalados preventivamente como aplicación del boletín de servicio.



Fig. 7. Perno con fisuras visibles en la zona del cuello

La fractura del segundo perno y el hallazgo de fisuras en visibles en otros pernos, llevaron a descartar la hipótesis de un defecto interno puntual en el perno causante del daño.

Respecto a los pernos instalados como aplicación del boletín de servicio, se trataba de pernos nuevos que habían sido adquiridos recientemente antes del mantenimiento y directamente del fabricante original del equipo (OEM).

El análisis metalúrgico y metalográfico fue realizado por un laboratorio independiente en el exterior y en el análisis de composición química de los componentes ensayados, se evidenció una composición química consistente con la superaleación base níquel Nimonic 80A, tanto en los pernos correspondientes al lote recientemente instalado, como en los pernos que no presentaban indicios de falla y que habían sido instalados en una oportunidad anterior, quedando descartada también la hipótesis de deficiencia por material incorrecto.

Los ensayos metalográficos mostraron una morfología intergranular en la zona de fractura tanto en el perno causante del daño como en el perno fracturado durante el desmontaje (Figs. 8 y 9).



Fig. 8. Morfología intergranular de la zona de fractura del perno causante del daño (Imagen de ampliación media)

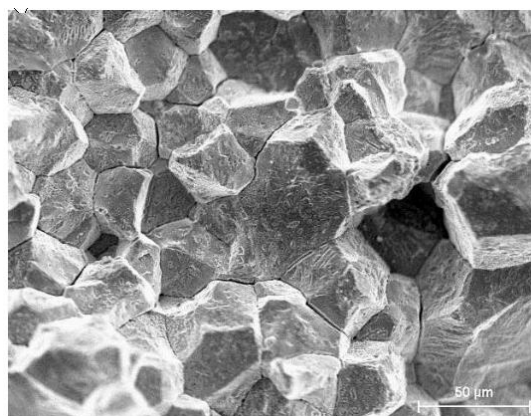


Fig. 9. Morfología intergranular de la zona de fractura del perno fracturado durante el desmontaje. (Imagen con microscopio SEM)

El análisis metalográfico mostrará también una diferencia substancial de la distribución de la microestructura cristalina con variación zonificada del tamaño de grano entre los pernos correspondientes al lote recientemente instalado y aquellos de un lote anterior.

Los pernos correspondientes al lote sin indicios de falla presentaban una microestructura equiaxial de grano pequeño uniformemente distribuida en todo el material (Fig. 10), mientras que los dos pernos fracturados y los demás pernos con fisuras visibles presentaban una microestructura equiaxial menuda en la zona interna y una microestructura de grano más grande, y relativamente orientado, en la zona cercana a la superficie (Fig. 11), además de presentar la formación de algunos espacios en las fronteras de grano circundantes a las zonas de grieta.

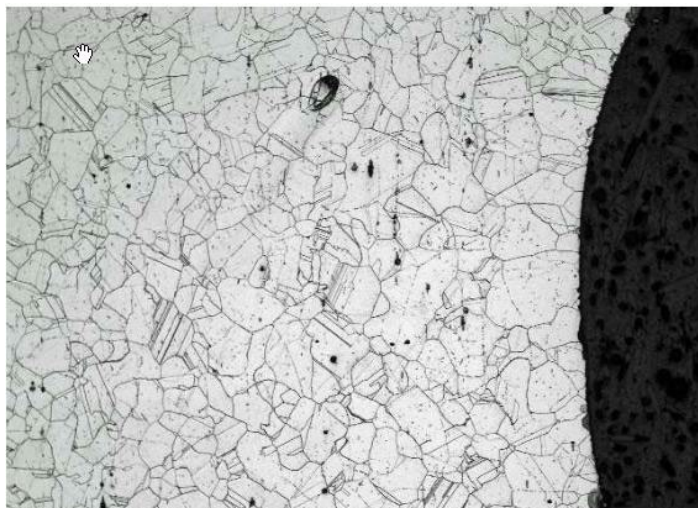


Fig. 10. Microestructura de uno de los pernos sin indicio de falla

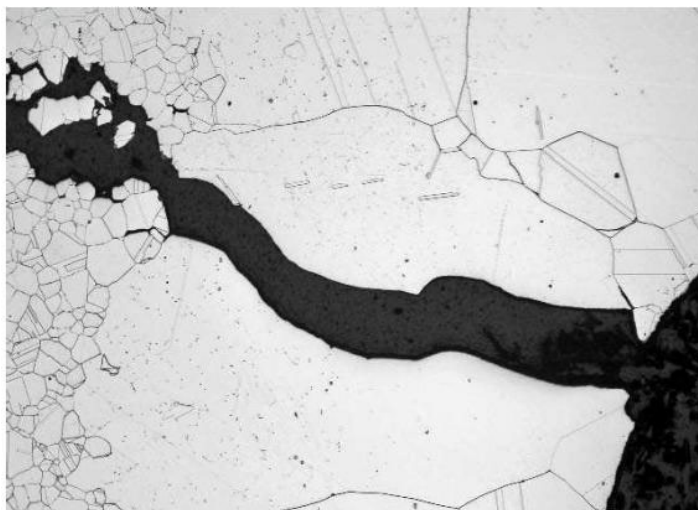


Fig. 11. Microestructura de uno de los pernos con fisura visible

La morfología intergranular de la zona de fractura y la presencia de formación de espacios en las fronteras de grano son consistentes con un mecanismo de termofluencia, que se presenta en componentes sujetos a esfuerzos mecánicos combinados con altas temperaturas.

Las propiedades de resistencia a termofluencia de la aleación Nimonic 80A están directamente ligadas tanto al tamaño de grano como a la distribución de carburos en las zonas de frontera de grano, esperándose para dicha aleación una microestructura con granos equiaxiales con distribución uniforme en todo el material, con tamaño promedio acorde a ASTM 6.0 (45 μ m).

En el caso del perno fracturado causante del daño al igual que

en el resto de pernos analizados correspondientes al mismo lote de suministro, la microestructura no presentaba una distribución uniforme, presentando microestructura con granos bastante más grandes a lo esperado (incluso superiores a 200 μ m) en la zona externa cercana a la superficie donde se iniciaron las fisuras.

La morfología, uniformidad y tamaño de grano deseado para la aleación Nimonic 80A depende directamente de parámetros usados en los procesos termomecánicos de fabricación y no es de esperarse que la distribución no uniforme encontrada pueda ser resultado de parámetros operativos, especialmente considerando que los pernos correspondientes al otro lote y que también estuvieron sujetos a las mismas condiciones operativas presentaban una microestructura uniforme acorde a lo esperado para dicha aleación.

En base a lo expresado en el párrafo anterior, se determinó como causa raíz de la falla, a una deficiencia de material por deficiencia en alguno de los procesos termo mecánicos de fabricación y/o tratamiento térmico.

MANEJO DE CONTINGENCIA

Ante el hallazgo de daños, se establecieron frentes de trabajo simultáneos tanto para el análisis de falla como para la restitución de las condiciones operativas y retorno al servicio de la unidad generadora.

El frente de trabajo conformado para el análisis de falla estuvo conformado por personal propio, personal asignado por las empresas aseguradoras y un laboratorio externo para los análisis metúrgicos y metalográficos.

El frente de trabajo para la restitución de las condiciones operativas y retorno a servicio de la unidad generadora estuvo conformado por el personal propio de mantenimiento e incluyó el siguiente alcance:

- Reemplazo de la totalidad de alabes estatóricos de primera etapa de turbina.
- Reemplazo de la totalidad de alabes rotóricos de primera etapa de turbina.
- Inspección y ensayos NDE a todos los alabes de segunda etapa.
- Reemplazo parcial de alabes de segunda etapa.
- Inspección visual y ensayos NDE a todos los alabes de tercera y cuarta etapa.
- Inspección y limpieza del circuito de aire de refrigeración de alabes.
- Inspección y ensayos NDE a todos los pernos de sujeción del escudo térmico de la zona de transición de gases calientes.
- Reemplazo de todos los pernos del escudo térmico correspondientes al lote instalado como parte del boletín de servicio.

El retorno a servicio de la unidad generadora se realizó en un periodo menor a 25 días desde el hallazgo de daño.

El éxito y corta ejecución de la intervención fueron principalmente resultado de los siguientes aspectos:

- Disponibilidad en sitio de componentes de repuesto para contingencia.

- Disponibilidad en sitio de herramientas especiales para intervenciones mayores.
- Personal propio altamente capacitado para la ejecución de los trabajos de carácter mayor.

LECCIONES APRENDIDAS

Las principales lecciones aprendidas durante el manejo de la contingencia presentada fueron las siguientes:

- Daños internos graves en turbinas de gas pueden no presentar sintomatología apreciable por los sistemas de protección y monitoreo.
- Importancia de ejecutar intervenciones de seguimiento frecuentes después de intervenciones que involucren cambios de componentes internos, aunque estas intervenciones de seguimiento no estén contempladas dentro de las prácticas establecidas por los fabricantes
- La adherencia a procedimientos correctos y uso de componentes nuevos no garantiza la ausencia de fallas.
- Importancia de contar con un Stock de repuestos críticos.
- Importancia de contar con personal propio capacitado para atender contingencias de carácter mayor.
- Importancia de llevar registros detallados sobre todos los aspectos relacionados al reemplazo de componentes durante las intervenciones de mantenimiento.
- Importancia de exigir a proveedores la serialización, trazabilidad y certificación de controles de calidad a componentes que puedan generar fallas de magnitud aunque estos requerimientos no estén dentro los estándares del fabricante o proveedor.

AGRADECIMIENTOS

A Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. y en especial al equipo técnico que conforma el grupo de mantenimiento, por el compromiso y profesionalismo demostrado en el manejo de la contingencia.

UNIVERSALIZACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía - 2014

Autor:

Minor Hernández Navarro, Técnico en Redes Eléctricas
– Junta Administrativa Del Servicio Eléctrico Municipal De
Cartago J.A.S.E.C. –

DATOS DE LA EMPRESA

Localidad: Cartago

País: Costa Rica

Teléfono: (506) 2550-6800

Fax: (506) 2551-1683

E-Mail: minor.hernandez@jasec.co.cr

PRÓLOGO

La energía es un importante insumo para satisfacer las necesidades humanas básicas y suministrar los servicios fundamentales, se utiliza para cocinar, proporcionar agua, luz eléctrica, servicios de salud, en las comunicaciones y la educación. También es un elemento vital para mejorar la producción rural y la seguridad alimentaria mediante la pre-paración de las tierras, su fertilización, para el riego, la industria agro-pecuaria, la conservación y el transporte. En muchas zonas rurales de los países en desarrollo, actualmente las necesidades de energía se satisfacen sobre todo con combustibles de biomasa, y con trabajo humano y animal. Este inicuo panorama limita seriamente la posibilidad de muchos pobladores de las zonas rurales de mejorar su productividad agrícola y su calidad de vida.

El mundo se encuentra en una encrucijada trascendental para el futuro de la energía. A raíz del cambio climático, el aumento de la dependencia del petróleo y otros combustibles fósiles, el crecimiento de las importaciones y el alza de los costos de la energía, los países en desarrollo son ahora más vulnerables que nunca. Estos desafíos exigen una respuesta integral y ambiciosa. La energía renovable es muy importante debido a su capacidad para reducir

las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la contaminación y para aprovechar fuentes de energía locales y descentralizadas, como los recursos eólicos, solares, hidroeléctricos, geotérmicos y de biomasa. Estas fuentes reno-vables son inmunes a la volatilidad de los mercados de combustibles fósiles y, adicionalmente, conllevan el beneficio de estimular el empleo, el desarrollo tecnológico y el crecimiento económico. Es indudable que las energías renovables constituyen un elemento clave de un futuro sostenible. Actualmente, existe una cada vez mayor preocupación por el medio ambiente, en especial por la ya evidente elevación de la temperatura del planeta. Esta circunstancia ha propiciado el avance tecnológico en el aprovechamiento energético de los recursos naturales y su disponibilidad para todos los sectores productivos y, cómo no, por supuesto, su incorporación a la electrificación en áreas rurales. La energía es la causa fundamental de los problemas sociales, económicos y climáticos generalizados y tam-bién debe ser parte esencial de su solución. Al carecer de acceso a servicios energéticos eficientes, confiables y no contaminantes, los pobres se ven privados de las oportunidades más básicas de desarrollo económico y de mejorar su nivel de vida.

La energía por sí misma no es suficiente para crear las condiciones necesarias para el crecimiento económico, pero ciertamente es necesaria y el acceso a la electricidad es uno de los indicadores más claros, y sin distorsión, que tenemos para poder saber el estatus de la pobreza energética de un país.

La mayoría de los recursos de energía renovable del mundo en desarrollo están prácticamente inexplorados. Una proporción sustancial de las personas pobres aisladas, y usualmente viven en áreas rurales que se encuentran geográficamente en zonas escasamente pobladas o tienen un muy bajo potencial eléctrico como para demandar se justifique el extender la red eléctrica. Las energías renovables representan las tecnologías más adaptables, flexibles y fáciles de utilizar en las áreas rurales aisladas. La aplicación de soluciones fuera de red, así como de mini redes, permite el uso de tecnologías de energía renovable descentralizada que resulta costeable.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad alrededor de 1.500 millones de personas en todo el mundo viven sin acceso a la electricidad, y sin un esfuerzo concertado, este número no es probable que se reduzca. La infraestructura eléctrica sigue siendo muy centralizada, y sin embargo extensiones de la red a regiones remotas es demasiado caro, las poblaciones están dispersas y no puede permitirse el lujo de financiar por adelantado derechos de acometida. Aunque la mayoría de los países en desarrollo han iniciado y/o acelerado programas de electrificación rural, el progreso se ha visto dificultado. Sin unidad política sustancial para mejorar el nivel de vida de las zonas rurales, el progreso seguirá siendo lento. De hecho, a pesar de las necesidades, el apoyo político es limitado. La capacidad financiera y técnica necesaria para llevar a cabo operaciones a gran escala también carece de los apoyos necesarios, los servicios públicos tienen una motivación limitada para extender los servicios a los clientes no rentables. Hacer llegar la red eléctrica a zonas rurales suele ser muy costoso y no es factible en zonas rurales aisladas, o es poco probable que se logre en el mediano plazo en muchas áreas. En tales situaciones, la electricidad con microredes puede producir la energía para hogares, escuelas y empresas locales. Ello proporciona la generación de electricidad centralizada a nivel local mediante una red de distribución para un pueblo o comunidad y, cuando se alimenta con sistemas renovables o híbridos, aumenta el acceso a la electricidad sin poner en peligro la lucha contra el cambio climático. Implementar sistemas sostenibles híbridos implica cuestiones técnicas, financieras y organizativas que deben tener en cuenta a los usuarios finales y sus necesidades. Soluciones fiables y de costo de la energía eficaz y sostenible, existen y se están aplicando todos los días en todo el mundo. El acceso a la energía es un requisito previo para el desarrollo, no un resultado. Las energías renovables pueden proporcionar suficiente energía eléctrica de una forma sostenible, confiable y limpia, a la vez que puede ser capaz de llegar a la mayoría de las comunidades rurales dispersas. Las energías renovables también pueden ofrecer soluciones ilimitadas para el acceso al agua necesaria para el riego y saneamiento, en los lugares que siempre han sido privados de este derecho, y al mismo tiempo, ofrecer nuevas oportunidades para la salud pública y la educación. Hoy en día, cuando las condiciones adecuadas se ponen en marcha, la tecnología para proporcionar energía para todo el mundo existe. Cuando las tecnologías de energía renovable respaldado políticamente que puedan llegar a las personas de forma rápida y lograr más que cualquier otra tecnología o plan maestro, además de preservar el estado actual de nuestro ecosistema.

JUSTIFICACIÓN

Ventajas del uso de la electricidad en las áreas rurales

Mejorar la educación al permitir que se estudie más allá de los momentos en que se cuenta con luz de día, introduciendo de esa manera mejores condiciones de aprendizaje tales como contar con unidades de cómputo, con internet o con aprendizaje a distancia si no hay suficientes maestros. Reduce el aislamiento y la marginalización gracias a las mejoras en los canales de información y comunicación, tales como la telefonía, la TV, el cine, el radio y las computadoras. Permitir la implementación de medidas de seguridad tales como alumbrado público, alumbrado de seguridad, sistemas remotos de alarma, etc. Mejorar las condiciones de la atención médica al proveer de agua potable y alumbrado a las clínicas rurales en las que las vacunas pueden ser protegidas, también podrían instalarse refrigeradores para almacenar sangre, las intervenciones quirúrgicas podrían llevarse a cabo con las debidas medidas de esterilización, las enfermedades podrían ser prevenidas gracias a los rayos x, y los embarazos podrían ser monitoreados mediante ecografías. Prevenir desastres naturales al contar con la posibilidad de obtener datos y transmitirlos de manera remota (por ejemplo, midiendo los niveles de los ríos o utilizando sismógrafos), de instalar sistemas de monitoreo para terremotos, o de poder contar con energía de emergencia para la asistencia en caso de desastres, etc. Fomentar la productividad ya que la electricidad también permite llevar a cabo la irrigación de los campos, el procesamiento de cosechas, la preservación de la comida, el bombeo del agua, el agroprocesamiento, la creación de hielo, etc. La generación de ingresos y de bienestar social también aumentaría el crecimiento económico y permitirían contar con los medios necesarios para poder costear la electricidad.

OBJETIVO

Realizar un estudio mediante mediciones de aporte de energía de un sistema híbrido eólico-solar en la zona de Cartago, Costa Rica para contemplar la viabilidad de suministrar una fuente confiable de energía permanente para residencias de veraneo en zonas alejadas donde no hay suministro de electricidad por medio de la red de la compañía proveedora utilizando como parámetros estudios de consumo promedio de tres muestras de residencias ubicadas en los rangos de consumo bajo, intermedio y medio alto.

SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA ZONAS RURALES

Los sistemas hidráulicos son una opción tecnológica eficiente y económica para la electrificación rural, sin embargo en ausencia del recurso hídrico, es cada vez más frecuente el uso de la tecnología híbrida, que combina las tecnologías eólica y solar, cada una de estas tecnologías por separado tiene el problema de generar de forma intermitente, al ser las fuentes viento y sol no constantes en el tiempo. Sin embargo, combinadas, sus limitaciones se reducen dando lugar a un abastecimiento energético mucho más constante y fiable.

FUNCIONAMIENTO BÁSICO

La energía que se genera en los aerogeneradores y los paneles

fotovoltaicos, es controlada por los reguladores. Al ser la generación intermitente existe la necesidad de instalar las baterías, dispositivos capaces de almacenar la energía en los momentos de máxima generación para poder seguir abasteciendo a los usuarios en los momentos de mínima generación. Finalmente, los inversores pasan la corriente continua con que se almacena en las baterías a corriente alterna con lo que se distribuye y suministra a los usuarios

POTENCIA ELÉCTRICA BÁSICA PARA ÁREAS RURALES

Los sistemas de energía eólicasolar entregan el suministro eléctrico básico para dueños de casas en áreas rurales. Esto permite utilizar energía limpia para luminarias, refrigeradores y equipos de comunicación incluso estando alejados de la red de energía.

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA HIBRIDO OBJETO DE ESTE ESTUDIO

1. Tiempo de trabajo continuo 10 horas.
2. En días de oscuridad continua, trabaja entre 3-4 días.
3. Tiempo de sol 4.5 horas.
4. Velocidad de viento 1.3 m/s o superior.
5. Rango de temperatura de -20°C hasta 40°C.

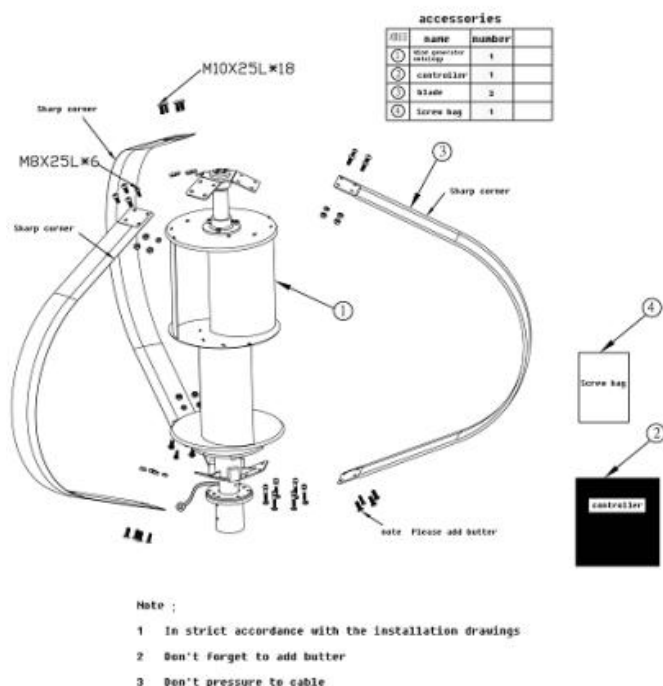
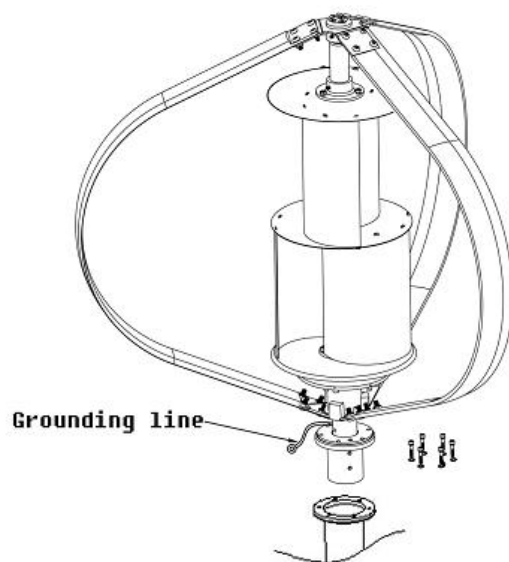
POSTE DE 9 METROS DE ALTURA. CATEGORÍA CONTRA VIENTO 14

1. Código de acero Q235.
2. Altura de la luminaria 7 metros.
3. Espesor parte superior 80 mm
4. Espesor parte inferior 170 mm.



GENERADOR EÓLICO 300 WATTS DE POTENCIA.

1. Output 24 voltios.
2. Velocidad de viento de inicio 1,3 m/s.



PANEL SOLAR DE CELDAS CRISTALINAS.

1. Porcentaje de intercambio superior a 16%.
2. Máximo de voltaje 18 voltios c.c.
3. Máximo de amperios 4.38 amps.



CONTROLADOR.

1. Input eólico 300 watts.
2. Input solar 150 watts.
3. Voltaje 12 voltios c.c.
4. Control simultaneo de ambos sistemas, solar y eólico.
5. Protección de output excesivo y carga excesiva a la batería.
6. Protector exterior de alu-minio capacitado para descarga.

**BATERÍA SOLAR ALTA CALIDAD LIBRE DE MANTENIMIENTO.**

1. 12 voltios, 65 AH/PC.
2. Ambiente de uso -40°C hasta 65°C.
3. Vida útil de 4 a 8 años.



4. 2 unidades de 12 voltios, 24 voltios en línea.
5. Luminaria led de 60 watts de potencia



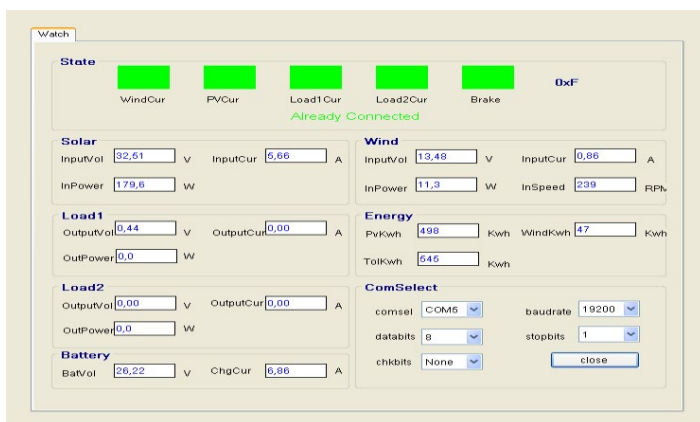
Sistema Híbrido instalado en Centro Control El Bosque J.A.S.E.C.



Sistema Híbrido instalado en Plantel Barrio Fátima J.A.S.E.C.

DESARROLLO DEL ESTUDIO

Para realizar las lecturas de energía suministrada por el Sistema Híbrido se utilizó el software aportado por el fabricante.



El sistema se terminó de instalar en julio de 2013 y a partir de agosto de 2013 se inició con el registro de lecturas del Sistema. Efectuando tres mediciones diarias una en la mañana, otra al mediodía y otra al final de la tarde.

MEDICION SISTEMA HIBRIDO EOLICO / SOLAR 06-08-2013 1:40 PM FATIMA										
	SOLAR		EOLICO		ENERGIA		CARGA 1		BATERIA	
ENTRADA DE VOLTAGE	41,25	V	16,7	V						26,5
ENTRADA DE CORRIENTE	0,62	A	1,4	A						1,25
ENTRADA DE POTENCIA	20,1	W	33	W						
VELOCIDAD			320	RPM						
SALIDA DE VOLTAGE							28	V	0	V
SALIDA DE CORRIENTE							1,5	A	0	A
SALIDA DE POTENCIA							29,2	W	0	W
POTENCIA FOTOVOLTAICA			Relación		321	Pir / kwh				
POTENCIA EOLICA			Pir/Wind	6,55	49	wind / kwh				
POTENCIA DISPONIBLE					370	tol / kwh				

Resumen de las mediciones realizadas entre los meses de Agosto y Setiembre de 2013.

Se toma muestra de este período para analizar el comportamiento en la época de invierno.

PROMEDIO SOLAR	PROMEDIO EOLICO	PROMEDIO BATERIA	PROMEDIO ENERGIA
----------------	-----------------	------------------	------------------

41,25	44,03515152	14,62941176	V	330,64	Pir / kwh
21,9704	43,52909091	13,30470588	A	320,4	wind / kwh
26,0816	43,48666667		W	342,08	tol / kwh
	42,48666667		RPM	42,48666667	

Resumen de mediciones realizadas entre los meses de Marzo y Setiembre de 2014.

Se toma muestra de este período para analizar el comportamiento en la época de verano.

PROMEDIO SOLAR	PROMEDIO EOLICO	PROMEDIO BATERIA			PROMEDIO ENERGIA	
28,516667	8,76	13,1225	V		206	Pir / kwh
0,9916667	0,2733333	12,404211	A		83,333333	wind / kwh
35,808333	3,6583333	234,67857	W		289,33333	tol / kwh
	147,58333		RPM			
					2,472	Relación Pir/Wind

día	solar	eólico	total	delta total	horas	solar	eólico	total	energía diaria
	kwh	kwh	kwh	kwh		w	w	w	kwh
06/08/2013	321	49	370						
07/08/2013	325	50	375	1	21	187	47	233	5,6
16/08/2013	370	54	424	9	218	206	18	224	5,38
11/09/2013	498	64	562	26	625	205	16	221	5,3
17/09/2013	526	65	591	6	139	201	7	209	5,01

día	solar	eólico	total	delta total	horas	solar	eólico	total	energía diaria
	kwh	kwh	kwh	kwh		w	w	w	kwh
25/02/2014	240	103	343						
26/02/2014	243	104	347	4	23,01	130	43	174	4,2
27/02/2014	247	105	352	5	23,9	167	42	209	5
28/02/2014	253	105	358	6	25,58	235	0	235	5,6

Análisis de las mediciones realizadas al Sistema Híbrido.

Se logra determinar que existe una generación promedio de 5 Kwh por día lo que se traduce en 150 Kwh mensuales promedio. A nivel de potencia se logran observar picos de hasta 700 W en el solar

Para efectos de consideración de posibilidad de alimentación de una vivienda a base del Sistema Híbrido en análisis, se toman tres muestras de viviendas al azar con registros de consumos bajo, medio y medio alto.

Primer caso: consumo bajo, consumo promedio mensual de 120 Kwh.

Abonado: 50-790 medidor N. 145415

CONSULTA DE CONSUMOS DE KWHs									
Pueblo	:	[50]							
Numero Abonado	:	[790]	PACAYAS						
Nombre	:	AGUILAR DURAN GALA							
Ano al Cobro	:	[2014]	Cedula	:	[3083723]				
Mes al Cobro	:	[3]	Telefono	:	[5344463]				
Direccion	:	[100.O.B.N.C.R.PACAYAS]							
Localizacion	:	[7000421501]	Numero Medidor:	[145415]					
Mes	Lectura	Consumo	I m p o r t e			Forma Calculo			
[Octubre]	[10839]	[129]	[14922.00]	[Normal]					
[Noviembre]	[10947]	[108]	[10988.00]	[Normal]					
[Diciembre]	[11066]	[119]	[12108.00]	[Normal]					
[Enero]	[11185]	[119]	[12217.00]	[Normal]					
[Febrero]	[11311]	[126]	[13687.00]	[Normal]					
[Marzo]	[]	[]	[]	[]					
Promedio	:	[120]	[12784.40]						

Home	Chart	Phase A Avg	Phase A Max	Phase B Avg	Phase B Max	Phase C Avg	Phase C Max
	Time	Min Amps	Amps	Min Amps	Amps	Min Amps	Amps
	12/2/2014 10:00:00	0,15	0,63	1,45	0,00	0,00	0,15
	12/2/2014 10:10:00	0,65	1,49	23,35	0,00	0,15	0,00
	12/2/2014 10:20:00	3,47	3,59	3,64	0,00	0,15	0,00
	12/2/2014 10:30:00	3,45	3,55	3,60	0,00	0,15	0,00
	12/2/2014 10:40:00	0,65	2,23	3,56	0,00	0,15	0,00
	12/2/2014 10:50:00	0,63	0,67	0,70	0,00	0,15	0,00
	12/2/2014 11:00:00	0,63	0,99	20,29	0,00	0,16	0,00
	12/2/2014 11:10:00	3,38	3,56	3,64	0,00	0,15	0,00
	12/2/2014 11:20:00	3,44	3,52	3,58	0,00	0,15	0,00
	12/2/2014 11:30:00	0,64	3,05	3,51	0,00	0,15	0,00
	12/2/2014 11:40:00	0,63	0,67	0,69	0,00	0,27	0,00
	12/2/2014 11:50:00	0,61	0,67	0,74	0,11	2,92	55,89
	12/2/2014 12:00:00	0,00	1,92	20,60	0,00	0,20	0,00
Promedio máximos por fase		0,94	7,28	0,05	0,40		

Registro de promedios máximos de corriente por fase.

Home	Chart	Phase A Real Power (kW)	Phase B Real Power (kW)	Phase C Real Power (kW)			
Time	Total kW				Peak Demand	kW	Date & Time
4/2/2014 14:40:00	0,000	0,000	0,000	0,000	Total kW	1.832	10/2/2014 11:40 (Single Interval)
4/2/2014 14:50:00	0,200	0,200	0,000	0,000	Phase A Real Power (kW)	0.576	7/2/2014 10:00 (Single Interval)
4/2/2014 15:00:00	0,232	0,232	0,000	0,000	Phase B Real Power (kW)	1.668	10/2/2014 11:40 (Single Interval)
4/2/2014 15:10:00	0,212	0,212	0,000	0,000	Phase C Real Power (kW)	0.000	12/2/2014 12:00 (Single Interval)
4/2/2014 15:20:00	0,248	0,248	0,000	0,000			
4/2/2014 15:30:00	0,000	0,000	0,000	0,000			
4/2/2014 15:40:00	0,072	0,072	0,000	0,000	Run Time	Hours	
4/2/2014 15:50:00	0,340	0,340	0,000	0,000	Total	137.166667	
4/2/2014 16:00:00	0,216	0,216	0,000	0,000	Calculate 15 Minute Peak		
4/2/2014 16:10:00	0,128	0,128	0,000	0,000	Calculate 30 Minute Peak		
4/2/2014 16:20:00	0,092	0,088	0,004	0,000	Calculate 60 Minute Peak		
4/2/2014 16:30:00	0,012	0,012	0,000	0,000			
4/2/2014 16:40:00	0,332	0,332	0,000	0,000			
4/2/2014 16:50:00	0,216	0,216	0,000	0,000			
4/2/2014 17:00:00	0,120	0,120	0,000	0,000	Peak 15 Minute Demand	kW	Date & Time
4/2/2014 17:10:00	0,000	0,000	0,000	0,000	Not available		
4/2/2014 17:20:00	0,000	0,000	0,000	0,000			
4/2/2014 17:30:00	0,224	0,224	0,000	0,000	Peak 30 Minute Demand	kW	Date & Time
4/2/2014 17:40:00	0,216	0,216	0,000	0,000	Total kW	1.676	10/2/2014 11:40
4/2/2014 17:50:00	0,124	0,124	0,000	0,000			
4/2/2014 18:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	Peak 60 Minute Demand	kW	Date & Time
4/2/2014 18:10:00	0,000	0,000	0,000	0,000	Total kW	1.152	10/2/2014 12:00

Registro de potencial real

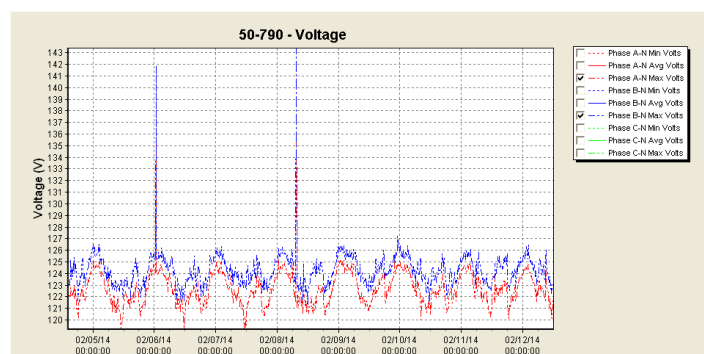


Gráfico de voltaje

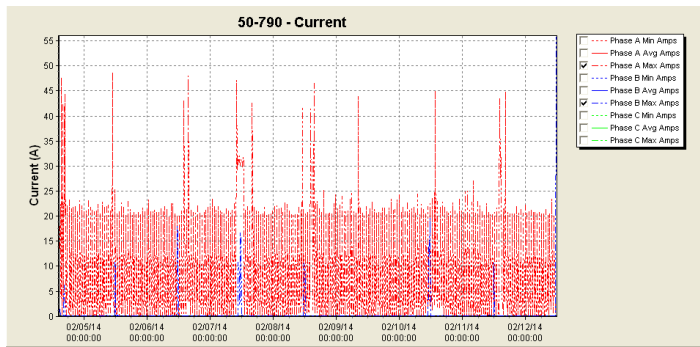


Gráfico de corriente

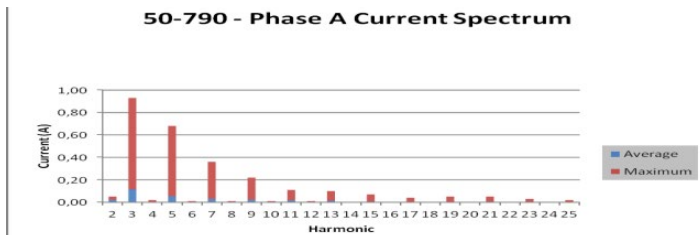


Gráfico de espectro de la corriente en la fase A

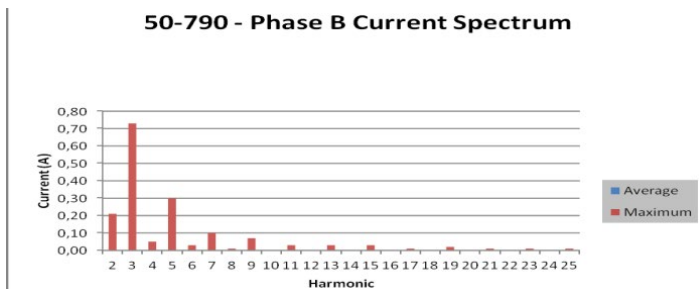


Gráfico de espectro de la corriente en la fase B

Segundo caso: consumo medio, consumo promedio mensual de 276 Kwh.

Abonado: 50-27126 medidor N. 112212

CONSULTA DE CONSUMOS DE KWHs						
Pueblo	:	[50]				
Numero Abonado	:	[27126]	PACAYAS			
Nombre	:	[PACAYAS SOCIEDAD ANONIMA]				
Ano al Cobro	:	[2014]	Cedula	:	[3101013668000]	
Mes al Cobro	:	[3]	Telefono	:	[25344590]	
Direccion	:	[PACAYAS 100 M NORTE DEL SUPER PAN PACAYAS]				
Localizacion	:	[7060021501]	Numero Medidor:	[112212]		
Mes		Lectura	Consumo	Importe	Forma Calculo	
[Octubre]		[90287]	[262]	[21320.00]	[Normal]	
[Noviembre]		[90521]	[234]	[15690.00]	[Normal]	
[Diciembre]		[90815]	[294]	[21349.00]	[Normal]	
[Enero]		[91085]	[270]	[19552.00]	[Normal]	
[Febrero]		[91407]	[322]	[25282.00]	[Normal]	
[Marzo]		[]	[]	[]	[]	
Promedio	:	[276]	[20638.60]			

Time	Phase A Avg Amps	Phase A Max Amps	Phase B Avg Amps	Phase B Max Amps	Phase C Avg Amps	Phase C Max Amps
11/2/2014 11:30:00	0.35	0.62	1.88	0.03	2.69	11.16
11/2/2014 12:00:00	0.35	0.61	1.49	1.43	2.50	6.05
11/2/2014 12:10:00	0.36	0.57	1.38	0.03	0.93	3.48
11/2/2014 12:20:00	0.35	0.62	1.90	0.03	1.17	5.22
11/2/2014 12:30:00	0.39	2.51	4.99	0.04	4.08	8.88
11/2/2014 12:40:00	3.42	3.59	4.59	3.13	5.21	8.27
11/2/2014 12:50:00	3.41	3.60	4.67	3.12	5.25	14.87
11/2/2014 13:00:00	3.40	3.56	4.68	4.23	6.69	12.00
11/2/2014 13:10:00	0.35	1.28	3.63	0.03	3.75	9.13
11/2/2014 13:20:00	0.05	0.05	0.68	0.02	4.84	16.86
11/2/2014 13:30:00	0.07	0.36	3.70	0.03	0.94	8.40
11/2/2014 13:40:00	3.33	4.05	5.16	3.16	6.33	11.13
Promedio máximos por Fase	0.40	2.88	3.93	45.95		

Registro de promedios máximos de corriente por fase.

Time	Total kW	Phase A Real Power (kW)	Phase B Real Power (kW)	Phase C Real Power (kW)	Peak Demand kW	Date & Time
4/2/2014 11:40:00	3.316	0.320	2.996	0.000	4.016	9/2/2014 8:50
4/2/2014 11:50:00	2.992	0.400	2.592	0.000	1.092	7/2/2014 12:20
4/2/2014 12:00:00	0.760	0.384	0.376	0.000	3.652	10/2/2014 11:20
4/2/2014 12:10:00	0.756	0.380	0.376	0.000	0.000	11/2/2014 13:40
4/2/2014 12:20:00	0.756	0.380	0.376	0.000		
4/2/2014 12:30:00	0.760	0.380	0.380	0.000		
4/2/2014 12:40:00	0.824	0.404	0.420	0.000		
4/2/2014 12:50:00	1.008	0.500	0.508	0.000		
4/2/2014 13:00:00	0.916	0.500	0.416	0.000		
4/2/2014 13:10:00	0.880	0.496	0.384	0.000		
4/2/2014 13:20:00	0.880	0.492	0.388	0.000		
4/2/2014 13:30:00	0.868	0.484	0.384	0.000		
4/2/2014 13:40:00	0.896	0.484	0.412	0.000		
4/2/2014 13:50:00	0.324	0.160	0.164	0.000		
4/2/2014 14:00:00	0.260	0.144	0.116	0.000		
4/2/2014 14:10:00	0.344	0.160	0.184	0.000		
4/2/2014 14:20:00	0.160	0.160	0.000	0.000		
4/2/2014 14:30:00	2.736	0.144	2.592	0.000		
4/2/2014 14:40:00	0.164	0.164	0.000	0.000		
4/2/2014 14:50:00	0.188	0.160	0.028	0.000		
4/2/2014 15:00:00	1.408	0.056	1.352	0.000		
4/2/2014 15:10:00	1.576	0.336	1.240	0.000		

Registro de potencial real.

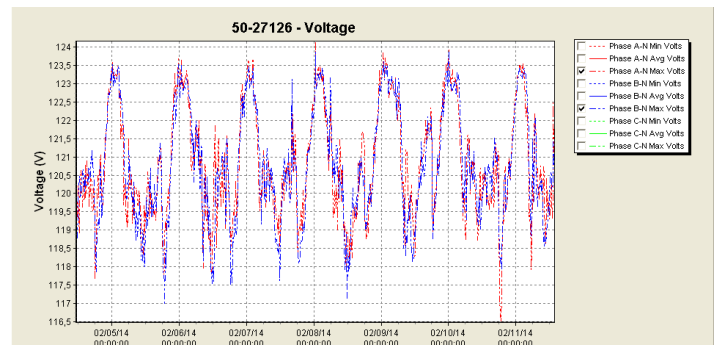


Gráfico de voltaje

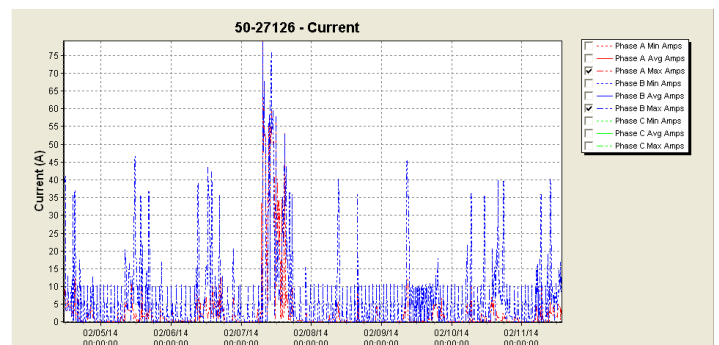


Gráfico de corriente

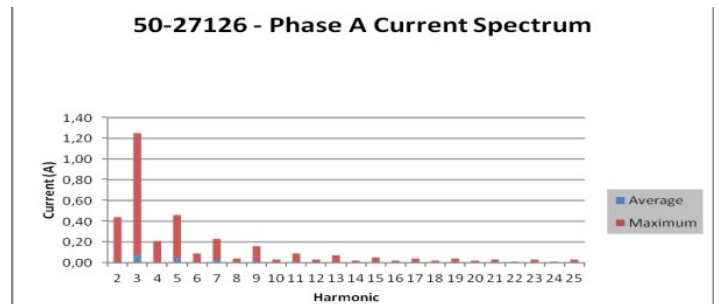


Gráfico de espectro de la corriente en la fase A

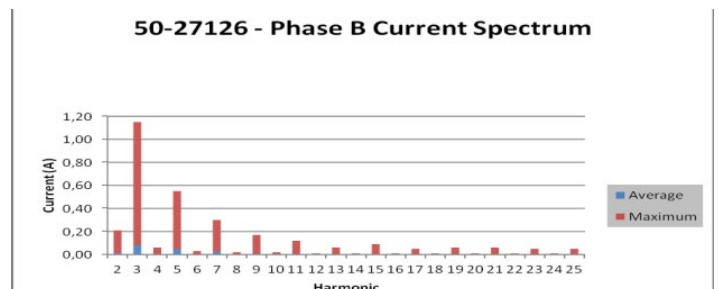


Gráfico de espectro de la corriente en la fase B

Tercer caso: consumo medio alto, consumo promedio mensual de 567 Kwh.

Abonado: 04-229425 medidor N. 142358

CONSULTA DE CONSUMOS DE KWHs					
Pueblo	:	[04]			
Numero Abonado	:	[229425]			
Nombre	:	[CERDAS ANGULO OSCAR ALFREDO]			
Ano al Cobro	:	[2014]	Cedula	:	[3251522]
Mes al Cobro	:	[3]	Telefono	:	[W]
Direccion	:	[AGUA CALIENTE]			
Localizacion	:	[7040062504]	Numero Medidor	:	[142358]
Mes			Lectura		
[Octubre]		[38474]	[574]		[50675.00]
[Noviembre]		[38963]	[489]		[37349.00]
[Diciembre]		[39523]	[560]		[43175.00]
[Enero]		[40122]	[599]		[46829.00]
[Febrero]		[40737]	[615]		[51200.00]
[Marzo]					
Promedio	:		[567]		[45845.60]

Home	Chart	Phase A Avg Amps	Phase A Max Amps	Phase B Min Amps	Phase B Avg Amps	Phase B Max Amps	Phase C Min Amps	Phase C Avg Amps	Phase C Max Amps
Time		Min Amps							
21/6/2013 8:50:00		8,32	8,53	8,75	7,74	7,86	7,92	0,00	0,00
21/6/2013 9:00:00		7,59	9,34	28,15	7,08	8,21	8,93	0,00	0,00
21/6/2013 9:10:00		6,42	8,43	9,68	5,21	8,60	19,48	0,00	0,00
21/6/2013 9:20:00		6,41	11,39	18,74	5,10	6,43	15,11	0,00	0,00
21/6/2013 9:30:00		6,34	6,64	6,93	5,23	7,24	16,63	0,00	0,00
21/6/2013 9:40:00		4,92	13,21	56,77	5,13	5,96	16,36	0,00	0,00
21/6/2013 9:50:00		4,84	8,50	17,09	4,91	5,69	14,85	0,00	0,00
21/6/2013 10:00:00		4,83	4,95	4,99	5,22	5,41	14,86	0,00	0,00
21/6/2013 10:10:00		4,82	6,60	24,51	5,07	6,66	15,42	0,00	0,00
21/6/2013 10:20:00		6,46	11,36	21,84	5,06	7,37	14,78	0,00	0,00
21/6/2013 10:30:00		9,47	17,76	21,40	8,13	8,51	20,72	0,00	0,00
21/6/2013 10:40:00		9,34	11,22	21,86	8,76	9,17	9,69	0,00	0,00
21/6/2013 10:50:00		8,77	14,63	21,75	8,60	9,03	9,57	0,00	0,00
21/6/2013 11:00:00		9,45	15,32	21,37	8,73	9,07	9,68	0,00	0,00
21/6/2013 11:10:00		7,86	11,72	21,34	8,68	9,17	9,69	0,00	0,00
Promedio máximos por fase		2,55	14,2948479	0,0142096		5,00776238			

Registro de promedios máximos de corriente por fase.

Home	Chart	Phase A Real Power (kW)	Phase B Real Power (kW)	Phase C Real Power (kW)	Peak Demand kW	Date & Time
Time						
14/6/2013 11:40:00		0,292	0,096	0,196	0,000	
14/6/2013 11:50:00		0,280	0,176	0,104	0,000	
14/6/2013 12:00:00		0,308	0,252	0,056	0,000	
14/6/2013 12:10:00		2,184	2,092	0,092	0,000	
14/6/2013 12:20:00		1,768	1,628	0,140	0,000	
14/6/2013 12:30:00		0,292	0,172	0,120	0,000	
14/6/2013 12:40:00		0,708	0,596	0,132	0,000	
14/6/2013 12:50:00		0,940	0,768	0,172	0,000	
14/6/2013 13:00:00		0,220	0,192	0,028	0,000	
14/6/2013 13:10:00		0,184	0,184	0,000	0,000	
14/6/2013 13:20:00		0,184	0,184	0,000	0,000	
14/6/2013 13:30:00		0,180	0,180	0,000	0,000	
14/6/2013 13:40:00		0,180	0,180	0,000	0,000	
14/6/2013 13:50:00		0,176	0,176	0,000	0,000	
14/6/2013 14:00:00		0,080	0,080	0,000	0,000	
14/6/2013 14:10:00		0,000	0,000	0,000	0,000	
14/6/2013 14:20:00		0,004	0,004	0,000	0,000	
14/6/2013 14:30:00		0,180	0,180	0,000	0,000	
14/6/2013 14:40:00		0,180	0,180	0,000	0,000	
14/6/2013 14:50:00		0,160	0,160	0,000	0,000	
14/6/2013 15:00:00		0,000	0,000	0,000	0,000	
14/6/2013 15:10:00		0,000	0,000	0,000	0,000	
Run Time					Hours	
Total					158.666667	
Calculate 15 Minute Peak						
Calculate 30 Minute Peak						
Calculate 60 Minute Peak						
Peak 15 Minute Demand kW						
Not available						
Peak 30 Minute Demand kW						
Total kW					5,543	14/6/2013 20:30
Peak 60 Minute Demand kW						
Total kW					3,530	14/6/2013 20:30

Registro de potencial real

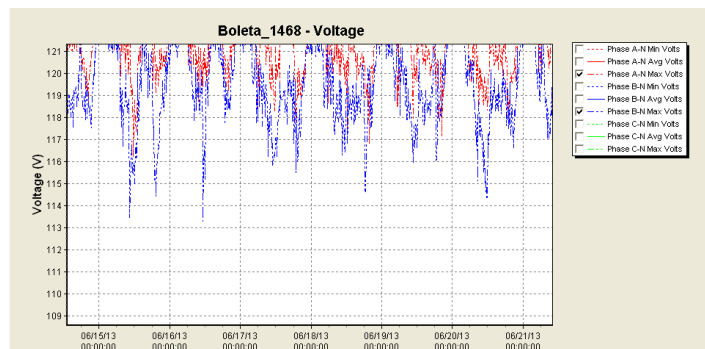


Gráfico de voltaje

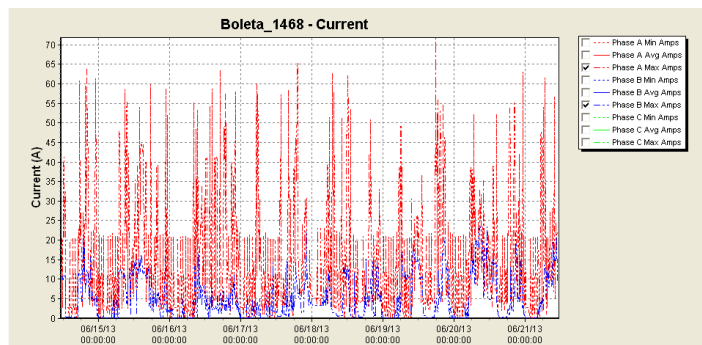


Gráfico de corriente

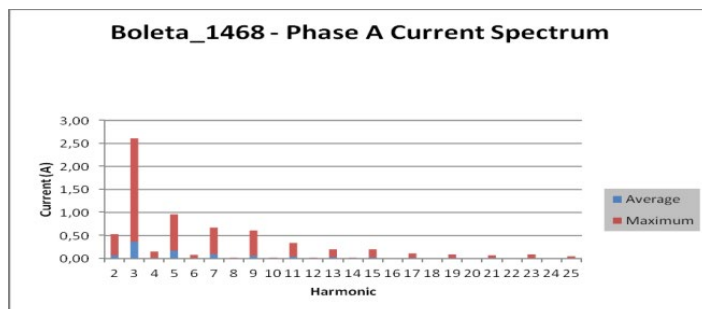


Gráfico de espectro de la corriente en la fase A

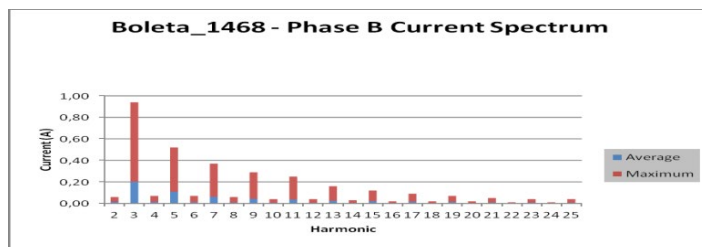


Gráfico de espectro de la corriente en la fase B

Procedimiento para determinar monto de la factura eléctrica y el tiempo de recuperación de la inversión.

Para estimar el monto en colones que debe pagar por el recibo eléctrico con la energía consumida por cada una de las muestras en estudio, se debe saber además los precios que tiene vigentes la Compañía Eléctrica.

En el caso de J.A.S.E.C. con base en el pliego tarifario vigente proporcionado por el Organismo Regulador de los Servicios Públicos para Costa Rica A.R.E.S.E.P. Los montos correspondientes para el periodo del 01 de enero al 31 de marzo de 2014 son:

JASEC Sistema de Distribución	Tarifa vigente 1 Enero al 31 Marzo de 2014
T-RE Residencial Primeros 200 Kwh	65
T-RE Residencial Kwh adicional	80

Además se deben de tener presente los siguientes aspectos para calcular el recibo eléctrico:

- Impuesto de Venta:** se cobra un 5% sobre el costo de la energía consumida, siempre que el consumo de electricidad supere los 250 KWh por mes.
- Alumbrado Público:** se cobra por este concepto ₡3.30 por Kwh consumido.

Para calcular el monto en colones del recibo eléctrico para los consumos según las muestras, se siguen los siguientes pasos:

1. Paso:

Cálculo del monto por la energía consumida, de acuerdo a precio establecido para cada tracto de consumo:

consumo promedio mensual Kwh	Primeros 200 Kwh consumidos	Costo primeros 200 Kwh	Monto primeros 200 Kwh	Siguientes Kwh consumidos	Costo siguientes Kwh	Monto Kwh siguientes	Monto Total
120	200	¢65,00	13000	76	¢80,00	6080	¢13.000,00
276	200	¢65,00	13000	76	¢80,00	6080	¢19.080,00
567	200	¢65,00	13000	367	¢80,00	29360	¢42.360,00

2. Paso:

Cálculo del monto a pagar por el alumbrado público el cual se obtiene al multiplicar la energía consumida (329 Kwh) por un costo de ¢3,30/Kwh; es decir:

consumo promedio mensual Kwh	costo Alumbrado Público	Monto Total
120	¢3,30	¢3,96
276	¢3,30	¢9,11
567	¢3,30	¢18,71

3. Paso:

Se determina el monto pagado por Impuesto de Ventas el cual corresponde a un 5% aplicado al monto total de dinero cobrado por la energía eléctrica consumida; cobrándose a partir de consumos mayores a los 250 Kwh por mes de energía.

consumo promedio mensual Kwh	Monto Total	Impuesto de ventas 5%	Monto Total
120	¢13.000,00	¢650,00	¢13.650,00
276	¢19.080,00	¢954,00	¢20.034,00
567	¢42.360,00	¢2.118,00	¢44.478,00

4. Paso:

Se suman todos los montos en colones calculados por la energía consumida, el alumbrado público y el impuesto de ventas (si este aplica); obteniendo del resultado, el monto final que se pagará en el recibo eléctrico de JASEC.

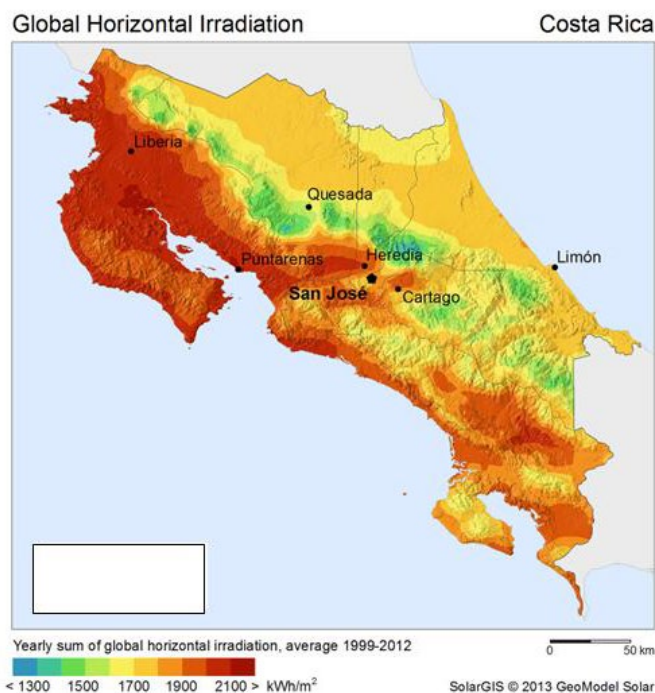
	consumo promedio mensual Kwh	Monto Total	Impuesto de ventas 5%	Monto Alumbrado Público	Monto Total
Primer caso	120	¢13.000,00		¢3,96	¢13.003,96
Segundo caso	276	¢19.080,00	¢954,00	¢9,11	¢20.043,11
Tercer caso	567	¢42.360,00	¢2.118,00	¢18,75	¢44.496,75

Este cálculo corresponde al consumo de electricidad en el hogar. Se debe verificar si en su recibo se cobran otros aspectos como ajuste del depósito de garantía u otros rubros, lo cual hace que el monto varíe.

CÁLCULO DEL TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.

	Monto Total	Costo del Sistema \$	tipo cambio	Tiempo recuperación / Mes	Tiempo recuperación / años
Primer caso	¢13.003,96	5000	¢2.750.000,00	211,4740433	17,62283694
Segundo caso	¢20.043,11	5000	¢2.750.000,00	137,2042562	11,43368802
Tercer caso	¢44.496,75	5000	¢2.750.000,00	61,80226646	5,150188871

RADIACIÓN SOLAR EN COSTA RICA



HUELLA DE CARBONO

	consumo promedio mensual Kwh	Huella de Carbono	
Primer caso	120	0,02	Toneladas de CO2 al año
Segundo caso	276	0,04	Toneladas de CO2 al año
Tercer caso	567	0,09	Toneladas de CO2 al año

GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Definición:

La Generación Distribuida también conocida como generación in-situ, generación descentralizada, consiste básicamente en la producción de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía en lugares lo más próximos a las posibles cargas. Es aquella que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo, sus características principales son:

- Reducen pérdidas en la red, al reducir los flujos de energía por la misma.
- Su energía vertida no revierte flujos hacia la red de transporte.

- Suelen tener potencias inferiores a 3 Kw aunque en general se suele decir que no sobrepasan 10 Kw de potencia instalada.

Ventajas:

- Ayuda a la conservación del medio ambiente al utilizar fuentes de energía renovables.
- Descongestionan los sistemas de transporte de energía.
- Aplazan la necesidad de readecuación de los sistemas de transmisión.
- Ayuda al suministro de energía en periodos de gran demanda.
- Mejora la fiabilidad del sistema.
- Mejora la calidad del servicio eléctrico.
- Evita costos de inversión en transmisión y distribución.

Desventajas:

- Existen aspectos relacionados con las fluctuaciones de voltaje que afecta a los consumidores vecinos.
- Requiere de un sistema de adquisición de datos más complejo.
- Alto costo de inversión inicial.
- Falta de estándares para la conexión de pequeños generadores impide su desarrollo.



Objetivo

El objetivo del Plan Piloto es analizar las nuevas tecnologías de generación a pequeña escala y su efecto en las redes de distribución, con el propósito de diseñar posteriormente programas de desarrollo de la generación distribuida usando fuentes renovables y establecer los ajustes adecuados al sistema eléctrico y al marco tarifario y regulatorio.

Para lograr este objetivo, el Plan busca estimular la instalación de pequeños sistemas de generación en el corto plazo.

Alcance

El Plan Piloto cubre únicamente pequeños sistemas de generación conectados a la red y basados en fuentes renovables, para autoconsumo. Las fuentes cubiertas por este Plan son la solar, biomasa, eólica e hidroelectricidad, así como las aplicaciones de cogeneración de electricidad y calor.

JASEC podrá incluir otras fuentes que desee estimular durante la vida de este plan piloto.

La utilización de las fuerzas del agua está condicionada a la obtención de la correspondiente concesión de aprovechamiento de la misma.

Generación para autoconsumo

La generación distribuida se puede definir en general como aquella conectada directamente a las redes de distribución, en

unidades relativamente pequeñas, y no sujeta a la planificación o al despacho centralizado. El autoconsumo es un caso particular de la generación distribuida, donde el cliente eléctrico instala un sistema de generación dentro de sus instalaciones, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica.

Aunque la instalación de pequeños sistemas de generación distribuidos puede ser realizada por la empresa eléctrica, o por terceros con el propósito principal de aportar o vender energía a la red, el Plan Piloto se circunscribe exclusivamente a los sistemas para autoconsumo.

Se busca estimular a los clientes de la empresa eléctrica para que realicen inversiones en sus propias instalaciones, aprovechando áreas de techo, excedentes de biomasa, o sobrantes de calor, para cubrir parte de su demanda eléctrica.

La energía producida para autoconsumo solo se usa para disminuir la demanda del cliente eléctrico que la genera. Aunque esta actividad produce beneficios ambientales a la comunidad, no se trata de un servicio público porque solo interesa al cliente que la consume. No se vende en la red y la empresa eléctrica no reconoce ningún pago por ella.

Para la escala del presente Plan Piloto, los costos que produce este programa son fácilmente absorbidos dentro de los gastos de investigación y desarrollo de la empresa, y por lo tanto no se requiere una fijación tarifaria especial.

Beneficios para el país:

- Permite diversificar las fuentes de energía renovable, desplazando los hidrocarburos.
- Promueve la eficiencia en el uso de los recursos energéticos.
- Crea un nuevo segmento de industria, instaladores de generación distribuida, a nivel público y privado, creando empleo y riqueza.
- Se promueve la inversión privada en generación y electricidad renovable por parte de los sectores de consumo eléctrico.
- Contribuye a la meta establecida por el país de ser Carbono Neutral en el 2021.
- Forma parte de los aspectos contenidos en la Política Energética del país.

Para el cliente:

- Se crea un medio para que los clientes generen su propia energía eléctrica o parte de ella con energía renovable.
- Se bajan los costos de instalación de energías renovables.
- Se promueve una sociedad de beneficio mutuo entre la empresa distribuidora y el cliente-generador.

Tamaño de los sistemas y capacidad total

El tamaño de cada sistema de generación está definido por la capacidad de la instalación eléctrica del cliente y de su conexión a la empresa distribuidora.

La capacidad total que se instalará bajo este Plan está limitada a cinco mega watts, de los cuales al menos un mega watt estará reservado a sistemas instalados por clientes residenciales.

Acuerdo de interconexión

Bajo este Plan Piloto, las condiciones y requisitos de la instalación y operación de sistemas de autoconsumo se establece a través de un "Acuerdo de Interconexión", el cual será suscrito por un representante de la empresa eléctrica y el cliente participante.

Operación en paralelo con la red

El Plan Piloto está dirigido a sistemas pequeños de generación conectados en paralelo a la red.

La generación para autoconsumo es más atractiva para el consumidor cuando se realiza conectada en paralelo con la red porque:

- La potencia instantánea que genera el sistema pequeño puede ser distinta a la potencia demandada por el consumidor.
- La red respalda la demanda del consumidor cuando la generación no cubre su demanda (no requiere uso de baterías ni cargadores)
- Desde el punto de vista de la eficiencia integral, este sistema optimiza las inversiones totales cuando los excedentes de generación que eventualmente tienen los consumidores pueden ser aprovechados por el sistema.

Por estas razones, se debe considerar el beneficio mutuo cliente-empresa eléctrica que brinda este tipo de sistemas cuando eventualmente hay flujos de energía que se inyectan a la red.

En un esquema de autoconsumo, el reconocimiento consiste en tomar en cuenta solo el consumo neto de energía, es decir, a la energía demandada de la red se le restan los flujos que el consumidor haya enviado a la red. De otro modo, la potencia óptima a instalar atractiva para el consumidor podría ser muy pequeña, por debajo del óptimo eficiente global. La conexión en paralelo también permite evitar o reducir el uso de baterías en pequeños sistemas residenciales, lo que baja los costos y reduce el impacto ambiental.

Crédito por la energía neta inyectada en la red

Una de las condiciones fundamentales, para lograr niveles de inversión y operación económicamente eficiente de los sistemas pequeños de generación para autoconsumo, es reconocer la energía que fluye del consumidor a la red, como una disminución de la energía generada por el sistema de servicio público.

La energía que debe pagar un consumidor es entonces la diferencia neta de todas sus demandas menos todos los flujos que inyectó al sistema. Las fuentes renovables en su mayoría siguen un patrón estacional, en el cual hay abundancia del recurso en unas épocas y faltantes en otras. En el caso más general, se puede afirmar que en algunos meses hay más probabilidad de excedentes de generación que en otros. Como el ciclo de facturación es mensual, no basta contabilizar el consumo neto dentro del período de facturación. Es necesario establecer un crédito que permita aplicar los eventuales excedentes de energía de los meses de gran producción en los meses de baja generación.

El Plan Piloto establece un conteo de créditos anuales para considerar la naturaleza estacional de los recursos renovables.

Como el programa está circunscrito a la generación para autoconsumo, los créditos solo se pueden usar para compensar consumo, y no dan derecho a algún pago o compensación adicional.

Procedimiento expedito para sistemas pequeños

Por tratarse de sistemas de generación pequeños y donde la generación no es la actividad principal del consumidor, el Plan establece un diseño de los acuerdos de interconexión simple y fácil de entender, para eliminar las barreras que procesos técnicos excesivamente detallistas podrían imponer en consumidores no familiarizados con las operaciones normales de una empresa eléctrica.

Para instalaciones de menos de 10 kW usando inversores

certificados en fábrica se establece un procedimiento de interconexión simplificado y expedito, para facilitar la participación de clientes residenciales.

Costo del cliente y de la empresa distribuidora

La totalidad del costo de los sistemas de generación correrá por cuenta del cliente eléctrico que elija participar en el Plan Piloto. El cliente será el propietario del sistema de generación que instale y de los créditos de carbono que este genere.

El Plan Piloto generará costos adicionales a la actividad normal de la empresa eléctrica.

Como el Plan Piloto tiene entre sus objetivos facilitar la incorporación de sistemas para autoconsumo que se sabe no son rentables, todos estos costos durante el Plan Piloto serán absorbidos por la empresa eléctrica, con cargo a sus gastos en investigación y desarrollo.

Se estima que aunque los costos de medición, procesamiento e inspección de las instalaciones pueden ser elevados al principio, el principal renglón de costo está conformado por el incentivo de absorber los costos de distribución y transmisión que ya no se recaudan en la tarifa de venta.

Elementos que se desea estudiar

El Plan Piloto tiene el objetivo de estimular la mayor instalación de pequeños sistemas de generación, dentro de los límites de capacidad y tiempo del Plan, para poder estudiar:

- Cantidad potencial de clientes interesados en instalar pequeños sistemas de generación.
- Determinar la existencia de barreras u obstáculos para el crecimiento de esta actividad.
- Efecto en las protecciones de la red eléctrica.
- Efecto sobre la calidad y operación de las redes.
- Costo de la medición y facturación.
- Impacto en los costos de la empresa distribuidora.
- Adecuación de normas técnicas para instalaciones.
- Necesidad y diseño de tarifas especiales.
- Necesidad y diseño de incentivos.
- Condiciones reales de operación de las tecnologías disponibles.
- Características técnicas de las tecnologías disponibles.
- Relación entre el potencial teórico explotable y la producción real.
- Costo de la energía para las diferentes tecnologías.

Con la información que se obtenga se diseñarán los programas de mayor alcance para el desarrollo eficiente de generación distribuida basada en fuentes renovables.

Normas, estándares y pruebas

Los sistemas de generación propuestos por el Cliente, sin importar su tipo o capacidad, deben sujetarse a las normas y estándares que correspondan para equipos conectados en paralelo a la red.

El SGCR debe satisfacer el estándar IEEE 1547 (Estándares para interconexión de sistemas distribuidos), vigente un año antes de la presentación de la Solicitud o una revisión más reciente.

Los paneles fotovoltaicos instalados deberán cumplir la norma UL 1703 (Inversores, convertidores y equipos para sistemas de interconexión para uso generación distribuida).

Las instalaciones deben estar de acuerdo con el National Electric Code (NEC) 2008 del National Fire Protection Association (NFPA), o su versión vigente en Costa Rica un año antes de presentación de la Solicitud o una versión nacional más reciente.

De manera paralela los sistemas deberán cumplir la normativa de ARESEP, a saber:

- AR-NTCVS: Calidad del Voltaje de suministro
- AR-NTCON: Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica
- AR-NTCSE: Calidad de la Continuidad del Suministro Eléctrico
- AR-NTACO: Instalación y Equipamiento de Acometidas

Otras Especificaciones Técnicas:

La Empresa indicará al Cliente las indicaciones adicionales, si las hay, que exigirá para autorizar la conexión en paralelo del SGCR propuesto, atendiendo las condiciones específicas y particulares del sistema SGCR, de la instalación del Cliente y de la red en la zona donde operará.

El Cliente deberá demostrar que su equipo y el diseño de la instalación propuesta cumplen con las normas que se exigen. La Empresa podrá solicitar al Cliente la realización de pruebas para documentar esta demostración. El costo de las pruebas será cubierto por el Cliente a menos que la Empresa indique otra cosa.

La Empresa podrá inspeccionar la instalación del SGCR antes y después de autorizar su operación.

Si el sistema de generación está basado en inversores con potencia igual o menor a 10kW, y está certificado por laboratorios reconocidos que cumple con las normas UL 1741 y IEEE 1547, no requerirá demostraciones o pruebas adicionales para ser aprobado por la Empresa y se seguirá un procedimiento de revisión y aprobación abreviado.

Interruptor Externo

Todo SGCR se instalará con un interruptor manual del tipo rompe carga visible, que proporcione un punto de separación entre el SGCR y cualquier alambrado del Cliente conectado al sistema de la Empresa. El dispositivo de desconexión deberá tener capacidad para ser bloqueado en la posición de abierto por medio de un candado o medio similar.

La Empresa podrá exigir al Cliente la instalación de este interruptor en un punto fácilmente accesible para la Empresa.

En los sistemas basados en inversores de 10 kW o menos no se pedirá la instalación de este interruptor en la parte externa de las instalaciones.

MODELOS DE COMPENSACIÓN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Intercambio Físico (net metering)

La medición neta es una política destinada a fomentar la inversión privada en energía renovable.

Es un servicio a un consumidor eléctrico bajo el cual la energía eléctrica generada por ese consumidor de una de las instalaciones

elegible en las estaciones de generación y entrega a las redes locales de distribución puede ser utilizada para compensar la energía eléctrica suministrada por la compañía eléctrica para el consumidor durante el periodo de facturación aplicable.

Características:

- Usuarios reciben un crédito en Kwh por la energía que generan.
- Usuarios solo pagan por la energía neta que consumen a tarifa regulada.
Energía consumida = energía generada.
- Un solo medidor bidireccional.

Venta de energía: (feed-in-tariff)

- Contrato a largo plazo.
- Clientes reciben pago por la energía que generan en exceso a su consumo.
- La empresa pública vía el regulador establecen el precio de la energía.
- Se utilizan dos medidores.

Precio basado en el método del costo:

Precio=costo anual del sistema

Producción anual energía

Costo anual del sistema:

- Depreciación.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Costos administrativos y generales.
- Impuestos.
- Retorno de la inversión.

Producción anual de energía:

- En función a zonas geográficas.
- En función a radiación solar.

Método basado en el costo evitado:

- El precio debe de aproximarse al costo de la electricidad en el mercado (corto y largo plazo).
- Se considera el recurso que la empresa debe de invertir en el futuro para abastecer el crecimiento en la demanda y construcción de nuevas redes.

POLITICAS

Alcance N° 22 a La Ley N° 74
DIRECCIÓN: 14 MINAET
DIRIGIDA A LOS INTEGRANTES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO PARA INCENTIVAR EL DESARROLLO DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA EN PEQUEÑA ESCALA PARA EL AUTOCONSUMO.

Artículo 1º—Las instituciones del Subsector Eléctrico deberán incentivar el desarrollo de sistemas de generación de electricidad a pequeña escala para autoconsumo, utilizando fuentes renovables de energía como solar, eólica, biomasa y la hidroelectricidad a pequeña escala; así como las aplicaciones de cogeneración de electricidad y calor, según se establece en el Plan Nacional de Energía y el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014.

POLITICAS



Miércoles 30 de junio del 2019 Pág. 2

PODER LEGISLATIVO
LEYES

8829

DECRETA:
MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 38 DE LA LEY N.º 7447, REGULACIÓN DEL USO RACIONAL DE LA ENERGÍA, DE 3 DE NOVIEMBRE DE 1994, Y SUS REFORMAS, LEY PARA INCENTIVAR EL DESARROLLO Y LA UTILIZACIÓN DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA

ARTÍCULO ÚNICO.

Modificase el artículo 38 de la Ley N.º 7447, Regulación del uso racional de la energía, de 3 de noviembre de 1994, y sus reformas, el texto dice:

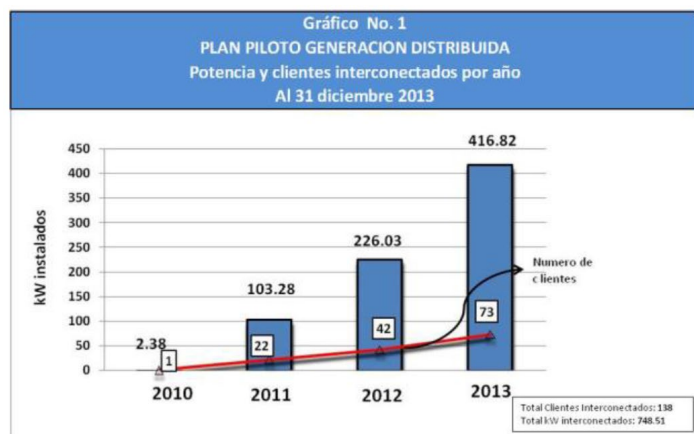
Artículo 38. Exoneraciones

Se eximen del pago de los impuestos selectivo de consumo, ad valorem, de ventas y el estipulado en la Ley N.º 6946, de 14 de enero de 1984, los siguientes equipos y materiales, tanto importados como de fabricación nacional:

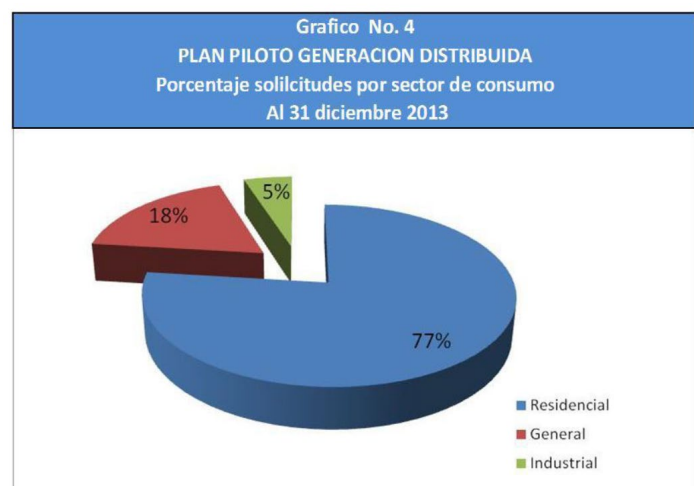
Art. 38.
Se eximen del pago de impuestos selectivo de consumo, ad valorem, de ventas...

En el año 2011 se conectaron dos proyectos con un total de 102.28 Kw. En el año 2012 se interconectaron 42 clientes con 233.96 Kw.

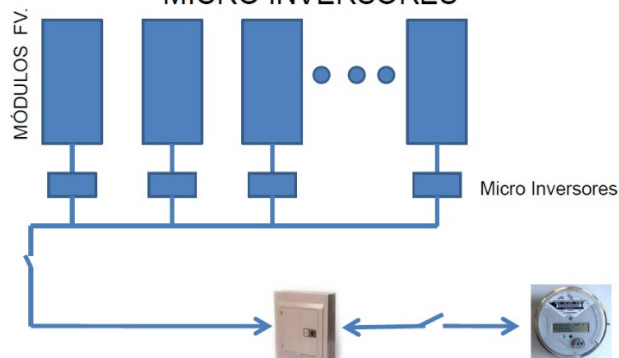
Al 31 de Diciembre de 2013 se interconectaron en total 138 clientes para un total interconectado de 748.51 Kw.



Del total de proyectos aprobados en el plan piloto del ICE, 153 pertenecen al sector residencial y representan un 77 %, 36 de las solicitudes son del sector general (hoteles y comercios) y representan un 18% y 10 solicitudes del sector industrial, básicamente PYMES, y representan un 5% del total.



SISTEMA CONECTADO A LA RED CON MICRO INVERSORES



SISTEMA CONECTADO A LA RED CON INVERSOR CENTRALIZADO

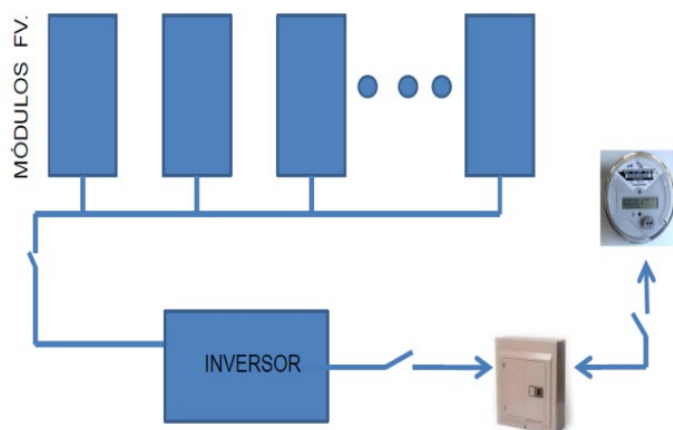
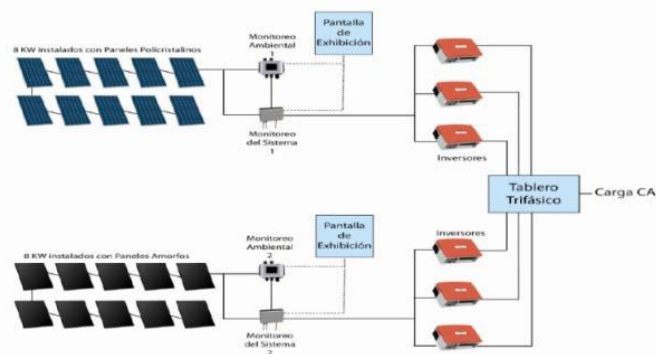
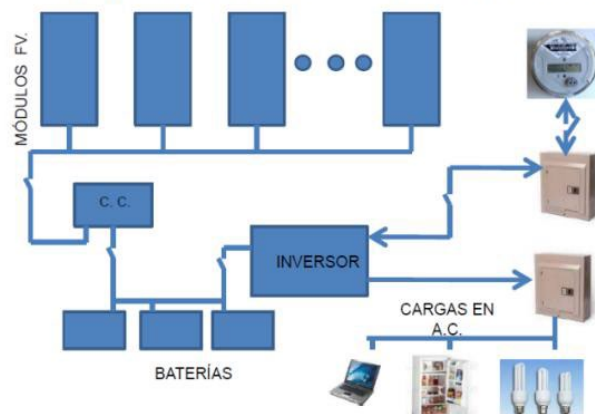


DIAGRAMA UNIFILAR DE SFV CONECTADO A LA RED CON INVERSOR CENTRALIZADO SISTEMAS 3Ø 480V AC



SISTEMA DE RESPALDO CONECTADO A LA RED





CONCLUSIONES

El Sistema Híbrido Eólico-Solar se convierte en una opción importantísima a tomar en consideración para la generación de suministro energético para viviendas de veraneo o paso de fines de semanas ubicadas en zonas rurales alejadas del área urbana y dónde no se cuenta con una red de distribución eléctrica de la compañía proveedora. Asimismo, aunque no era el fundamento de este estudio, también sería de gran utilidad para suministro energético de estaciones remotas de monitoreo meteorológico, monitoreo de caudal de ríos, bases de radio comunicación, iluminación de parques y áreas de recreación etc.

Además es energía renovable confiable y limpia que se puede utilizar de forma sostenible con el medio ambiente, a la vez que puede ser capaz de llegar a la mayoría de las comunidades rurales dispersas.

ANÁLISIS FINAL

Una vez obtenido los resultados de las mediciones realizadas al Sistema Híbrido Eólico-Solar se obtiene como resultado que su capacidad de generación es de 5 Kwh por día, lo que representaría una generación mensual promedio de 150 Kwh.

De los datos obtenidos de las tres muestras analizadas de viviendas, se deduce que el sistema tendría capacidad de abastecer electricidad para la vivienda del primer caso, vivienda de consumo bajo 120 Kwh mensuales promedio que bien se puede representar como una cabaña de veraneo y fines de semana en una zona alejada del área urbana donde no exista red eléctrica.

En el segundo caso se considera que perfectamente podría un Sistema de estos abastecer la necesidad energética siempre y cuando se realicen algunas mejoras para garantizar un mayor aporte de potencia y que el mismo sistema lo permite ampliar, como sería ampliar el número de baterías de respaldo de energía y la cantidad de paneles solares o generadores eólicos según la conveniencia del usuario.

Para el tercer caso el consumo promedio mensual es muy alto y los picos de corriente también son mucho más elevados por lo que el sistema no tendría la capacidad de suplirlo, pero se podría considerar la creación de una micro red con dos o más Sistemas Híbridos aportando energía que dependiendo de la zona donde se encuentre ubicado podría resultar ser más factible por acceso y más económico que realizar una extensión de líneas primarias.

Del cálculo de tiempo de recuperación de la inversión podemos deducir que una vivienda promedio de consumo medio ubicada entre los valores de 250 y 300 Kwh mensuales podría recuperar la inversión en un plazo de 10 años aproximadamente, otro dato importante para resaltar es que a mayor consumo de la vivienda mensual el tiempo de recuperación de la inversión se acorta considerablemente.

FACTOR FINANCIERO

Ejecutar una obra de electrificación en una área rural de aproximadamente un kilómetro de línea primaria, transformador y acometida para alimentar una vivienda tiene un coste cercano a los \$15.000, mientras que un Sistema Híbrido Eólico-Solar como el del caso en estudio podrá resultar en \$5.000 lo que denota un considerable ahorro de dinero además que la inversión se recuperaría en el tiempo al no tener que pagar mensualmente factura por consumo.

RECOMENDACIONES

En vista de los resultados positivos del presente estudio técnico se recomienda seguir con el proceso de estudio y muestreo de este y otros sistemas disponibles en el mercado para valorar su inclusión dentro de las actividades que desarrolla la Institución en aras de ofrecer al usuario final donde por diversa índole no se pueda prestar el servicio eléctrico una opción eficaz y efectiva de satisfacer sus necesidades.

Valorar la viabilidad de incluir en la institución un programa de Investigación y Desarrollo de Nuevas Tecnologías de Generación de Electricidad con fuentes renovables y energías limpias.

Estudiar la posibilidad de crear un programa de incentivo al usuario para la utilización de pequeños sistemas de generación de electricidad ofreciendo información, asesoría y financiamiento.

Considerar la puesta en marcha de un plan para proporcionar un reglamento que regule lo referente a Generación Distribuida e implementar el uso de este mecanismo en la empresa.



INFORME DE

TARIFAS ELÉCTRICAS EN DISTRIBUCIÓN PARA CLIENTES REGULADOS



Con la participación de **57 empresas de distribución de 14 países**, la CIER finalizó el *Informe de Tarifas Eléctricas en Distribución para Clientes Regulados - Edición 2015*.

A través de este documento se informa sobre los niveles de las tarifas eléctricas en distribución por facturas de consumos típicos de **24 clientes** en los sectores residencial, comercial e industrial, apoyando a las empresas -con información objetiva y confiable- en su relación con autoridades y reguladores.

Con este Informe la Comisión de Integración Energética Regional brinda a sus empresas asociadas un instrumento que empresas y organismos pueden utilizar como fuente de información inicial en la realización de análisis, simulaciones, cálculos, etc.

Se incluye además información sobre tarifas sociales y subsidios, clientes libres y aplicación de impuestos.

EDICIÓN 2016

El lanzamiento de la próxima edición
será realizado en el mes de **febrero/2016**.

Por mayor información o suscripción de su empresa a la edición 2016 comunicarse con:
Sra. Virginia Féola - Auxiliar Técnico
CIER / vfeola@cier.org / Tel.: (+598) 27090611

ANÁLISIS DE GESTIONABILIDAD EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE BIOMASA

*ISIBER III - Seminario Internacional de Energías Renovables
Setiembre 2013*

Autores:

Marcelo Berglavaz, Ingeniero Industrial – Proyecto Probio – DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA –

Paula Cobas, Licenciada En Economía – Proyecto Probio – DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA –

Andres Osta, Licenciado En Economía – Dep. Electrica – DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA –

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Mercedes 1041

País: Uruguay

Código Postal: 1100

Teléfono: 29006919

Fax: 29021629

E-Mail: pcobas@probio.gub.uy

RESUMEN

La generación a partir de biomasa se caracteriza por presentar cierto grado de flexibilidad en su forma de incorporación a la matriz de generación eléctrica, lo cual resulta positivo para un sistema altamente dependiente de la generación hidroeléctrica, y asimismo, con una incorporación prevista importante de generación a partir de fuente eólica para el año 2015, como es el caso de Uruguay.

El presente trabajo analiza tres modalidades de incorporación de 100 MW adicionales a la matriz eléctrica uruguaya, con el objetivo de determinar el grado de gestionabilidad que resulta más conveniente para el sistema. A tal efecto, se compara el costo de abastecimiento de la demanda simulado en los siguientes tres escenarios: auto- despacho, gestionabilidad por período fijo y gestionabilidad por costo variable. A partir de dicha comparación, se concluye que la posibilidad de gestionar las centrales de biomasa tiene un valor positivo para el sistema eléctrico nacional.

RESUMEN

Dentro de los objetivos de la política energética aprobada en 2008 en Uruguay, se encuentra el impulso a la utilización de fuentes de energía renovables, entre las cuales se encuentra la biomasa. Con respecto a esta fuente se fijó como meta la incorporación de 200 MW de potencia instalada de generación eléctrica a partir del año 2015.

La generación a partir de biomasa se caracteriza por presentar cierto grado de flexibilidad en su forma de incorporación a la matriz de generación eléctrica, lo cual es positivo para un sistema altamente dependiente de la generación hidroeléctrica, y asimismo, con una incorporación prevista importante de generación a partir de fuente eólica para el año 2015, como es el caso de Uruguay.

El presente análisis se centra en el estudio de la conveniencia desde el punto de vista del sistema eléctrico, de la incorporación adicional de generación eléctrica a partir de biomasa, con diferentes grados de gestionabilidad.

I. GESTIONABILIDAD DE LA BIOMASA

La variabilidad en la disponibilidad de los recursos para la generación es un aspecto clave para las fuentes renovables. La radiación solar, el viento y las lluvias son factores climáticos sobre los cuales no se tiene control. Si bien se ha avanzado en la predicción de los fenómenos que condicionan la generación y se han desarrollado distintas estrategias para gestionar la variabilidad, tales como almacenamiento en baterías o presas, centrales de bombeo y turbinado, etc., se trata de tecnologías relativamente costosas.

La generación de electricidad a partir de biomasa se realiza a través de una tecnología convencional utilizada desde hace más de un siglo (ciclo Rankine de vapor) y por tal motivo se asemeja mucho más a una central de combustibles fósiles que a aquellas plantas renovables no convencionales mencionadas.

De todos modos, las plantas de biomasa cuentan con restricciones intrínsecas al proceso que condicionan su operativa. En primer lugar, se trata de un combustible sólido, siendo necesarios mayores tiempos de residencia en el hogar para la combustión de la totalidad del material, ya que se suceden varios procesos intermedios: vaporización de la humedad (secado), destilación de volátiles, gasificación del carbono fijo, etc.

En segundo lugar, la densidad energética de la biomasa es muy inferior a la de los combustibles fósiles. A modo de ejemplo, el poder calorífico de la biomasa es mucho menor que el de cualquier combustible líquido o incluso del carbón (alrededor de tres veces menor, dependiendo del tipo de biomasa y humedad). Por lo tanto, es necesario movilizar una mayor cantidad de material para obtener la misma energía.

Adicionalmente, si bien pueden realizarse esfuerzos tendientes a disminuir la variabilidad, la biomasa es un material heterogéneo, tanto dimensionalmente como en cuanto a su composición. La principal variabilidad se asocia al contenido de humedad, que si bien puede disminuirse mediante un proceso de secado éste implica un consumo energético adicional.

Otro aspecto fundamental es la gestión del stock de biomasa, ya que al ser un material orgánico ocurre su degradación natural, adquiriendo una mayor capacidad de absorción de humedad y disminuyendo su potencial energético.

A pesar de lo mencionado, la generación con biomasa puede gestionarse, a partir del manejo del suministro del combustible a la planta y su dosificación al sistema de combustión en el momento deseado, manteniendo siempre la operativa del conjunto caldera-turbina dentro de rangos de estabilidad razonables.

Existe por lo tanto la posibilidad de gestionar la generación de electricidad a partir de biomasa, teniendo en consideración las restricciones asociadas al proceso que afectan en mayor o menor medida, tales como:

- Inercia térmica del sistema para arranques en frío, y por lo tanto la necesidad de permanecer un tiempo prudente generando energía. Los transitorios implican mayores consumos específicos de combustible y se deben intentar minimizar lo más que se pueda.
- Posible pero escaso margen de modulación de carga.
- Eventuales variaciones de carga no intencionales debido a gran heterogeneidad del combustible.
- Dificultades en el almacenamiento, ocurriendo eventualmente la degradación del material por estadías prolongadas.

2. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO URUGUAYO

Las energías renovables en el Uruguay siempre han representado un alto porcentaje de la energía generada, pues la gran mayoría proviene de cuatro grandes represas hidroeléctricas, presentes en el sistema desde hace más de 30 años.

Desde el año 2006 se está fomentando la incorporación de energías renovables no convencionales, habiéndose interconectado al sistema eléctrico al día de la fecha más de 250 MW de potencia, incluyendo la planta de producción de pasta de celulosa de UPM en Fray Bentos. Se encuentran además varios proyectos en vías de incorporación, tanto de biomasa como de energía eólica y solar fotovoltaica.

El despacho de los distintos generadores se define en función de los costos variables declarados por los mismos (con una metodología particular para decidir el despacho de las hidroeléctricas considerando también el costo futuro del sistema).

Sin embargo, dado el escaso desarrollo con el que se contaba en generación de electricidad con biomasa así como la variabilidad de los recursos eólico, hidráulico y solar, se definió en cada convocatoria a interesados en establecer contratos para comercializar energía a partir de dichas fuentes que la misma sería entregada en la modalidad de autodespacho. Es decir, a los efectos del despacho, estas fuentes son consideradas como de costo variable nulo para que siempre puedan entregar todo lo que generen. No obstante, se han instalado también plantas de generación spot y ofertando pequeños excedentes de energía al mercado (por fuera de los contratos).

Habiéndose desarrollado e instalado ocho proyectos de generación con biomasa, encadenados en su gran mayoría con otros procesos industriales contiguos, proveedores de la biomasa y consumidores de vapor para sus procesos mediante la cogeneración, se diseñó una nueva convocatoria. A partir del Decreto 367/010, se invita a los potenciales interesados a la instalación de plantas de biomasa de hasta 20 MW, remunerándose la energía entregada con una modalidad de feed-in-tariff, pero pudiendo optar por dos modalidades distintas de despacho:

- Operando como centrales autodespachadas (de costo variable nulo).
- Participando del mercado, a partir de una remuneración por potencia ofertada en cada hora y otra por la energía efectivamente entregada al sistema una vez convocado en función de lo que el administrador del mercado decida.

El precio se ajusta semestralmente de acuerdo a una paramétrica pre-establecida.

Dada esta situación, el presente trabajo analiza distintas modalidades de incorporación de 100 MW adicionales a la matriz eléctrica uruguaya, a efectos de determinar el grado de gestionabilidad que resulta más conveniente para el sistema, a los precios fijados en el mencionado decreto.

3. METODOLOGÍA

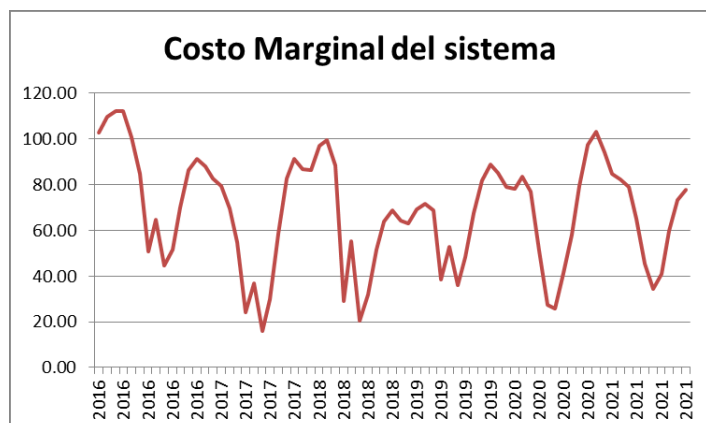
La metodología utilizada para analizar la gestionabilidad de la generación eléctrica a partir de biomasa se centra en el estudio de tres escenarios.

Uno de ellos se define por la incorporación de 100 MW de potencia instalada de generación eléctrica a partir de biomasa

no gestionable, en modalidad de “autodespacho”. En función de las paramétricas establecidas, el precio de referencia al que se remuneraría al día de hoy esta energía entregada se encuentra en el entorno de los 111 US\$/MWh. Esta modalidad no representa restricciones para el generador en cuanto al despacho, pues la energía a entregar dependerá de su propia efectividad y eficiencia. De todos modos, el sistema estará recibiendo también energía proveniente de otras fuentes renovables no convencionales a precios inferiores, como por ejemplo la eólica.

El segundo escenario se define como una opción de gestionabilidad media o por ventana de tiempo, en el cual se considera la entrega de energía a partir de biomasa en un período anual fijo, consistente con el comportamiento medio del sistema eléctrico. El sistema eléctrico uruguayo presenta fuertes estacionalidades en cuanto a la generación hidroeléctrica y al consumo. El final del invierno y el comienzo de la primavera en general son las épocas más lluviosas del año y los momentos de mayor consumo se sitúan en pleno invierno y verano.

Por tal motivo, se asume que la generación de energía tendrá los menores costos del año durante los meses de agosto, setiembre y octubre, pudiendo darse la situación que el sistema cuente con costos inferiores a la generación con biomasa durante ese período, ya que posiblemente sólo con hidroeléctrica y eólica se pueda abastecer a la demanda. Dicha afirmación se sustenta también en la observación de los costos marginales mensuales de las crónicas de autodespacho. En éstas se observa que los meses de agosto, setiembre y octubre tienen los menores costos marginales. En la Gráfica 1 se muestran dichos resultados, reflejando la estacionalidad del sistema en cuanto al costo marginal.



Gráfica 1. Análisis del promedio de costo marginal mensual del sistema para el caso de autodespacho (US\$/MWh).

Recibir y remunerar energía a partir de biomasa en esa época al precio establecido puede transformarse perjudicial para el sistema. Esta opción de gestionabilidad tiene como ventajas la no consideración de la biomasa para períodos en los que probablemente no sea conveniente y la imposición de menores restricciones para el generador, que complejizarían su operativa. Como contraparte, al tomarse un rango fijo, en años muy húmedos puede ocasionar que se tenga importantes excedentes de energía y en años muy secos que no pueda contar con dicha fuente aunque sea conveniente.

Cabe señalar que este escenario no estuvo comprendido en el decreto mencionado, por lo cual no existe un precio de referencia establecido para el mismo.

El tercer escenario corresponde a una situación de máxima gestionabilidad, considerando la posibilidad de optimizar semanalmente el despacho de la generación a partir de biomasa de

acuerdo a los criterios de despacho. Si bien es una simplificación del modelo, el hecho de optimizarlo semanalmente permite mitigar la restricción impuesta de un tiempo de despacho mínimo. Esta modelización omite únicamente las restricciones en cuanto a las rampas de arranque. Al generar mayor complejidad para el generador debido a la incertidumbre en la convocatoria y a las restricciones técnicas, debe reflejarse en una remuneración diferenciada frente al autodespacho.

Actualizando los precios para el día de la fecha, la energía convocada se remuneraría a 75,3 US\$/MWh y la potencia puesta a disposición 54,9 US\$/MW por cada hora declarada como disponible. De acuerdo a las previsiones de mercado, la disponibilidad anual de dichas plantas sería menor a las 8.000 horas, por lo cual se supondrá una remuneración por potencia por el 90% del año.

Los escenarios se construyen tomando en cuenta la operación del sistema de generación eléctrico previsto a partir del año 2016 y durante 10 años. Se realizan simulaciones del despacho óptimo en cada escenario, utilizando la herramienta SimSEE. En cada caso, se determina el costo futuro esperado que tiene para el sistema de generación, el abastecimiento de la demanda eléctrica en el período de tiempo analizado.

Se compara por lo tanto la conveniencia entre los tres casos planteados:

- Autodespacho frente a gestionabilidad por períodos fijos. En ambos casos se considera la misma remuneración a la energía entregada correspondiente al precio de Autodespacho.
- Autodespacho frente a gestionabilidad por costo variable. Para cada modalidad se considera la remuneración correspondiente a los precios establecidos en el Decreto 367/010.
- Gestionabilidad por período fijo frente a gestionabilidad por costo variable. En ambos casos se considera la misma remuneración a la energía entregada y a la potencia disponible correspondiente al precio establecido en el decreto 367/010.

4. RESULTADOS

Para cada uno de los casos planteados se realizan las simulaciones del sistema eléctrico mencionadas, obteniéndose el costo total de abastecimiento a la demanda año a año. Se muestran a continuación los resultados obtenidos.

Caso 1. Autodespacho frente a gestionabilidad por períodos fijos.

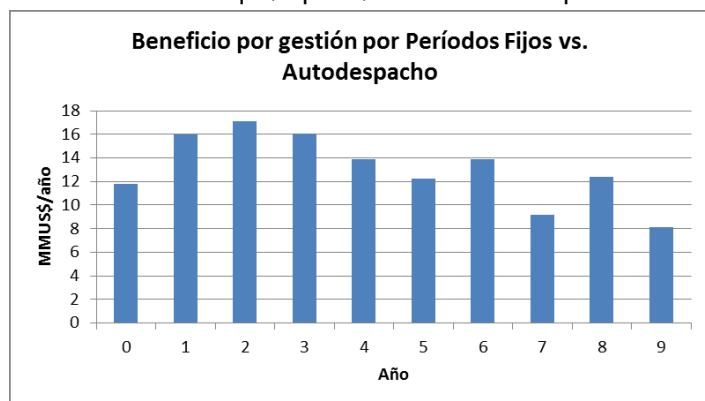
La Gráfica 2 muestra el beneficio de gestionar el sistema por períodos de tiempo fijos. Es importante destacar que todos los años se obtiene un beneficio por gestionar el despacho de esta manera, que alcanza en promedio los 13 millones de dólares al año.

Adicionalmente, a valores actualizados a una tasa real de 10%, la diferencia en los costos de abastecimiento que se obtendría, generarían para el sistema un beneficio total de 91 millones de dólares en 10 años.

Este beneficio representa una ganancia para el sistema de 14US\$/MWh generado por las centrales semi-gestionables de biomasa, en valor presente.

Es decir, para el sistema sería indiferente remunerar 111 US\$/MWh en modalidad de autodespacho con una disponibilidad del 90% frente a la operación como autodespacho a 125 US\$/MWh

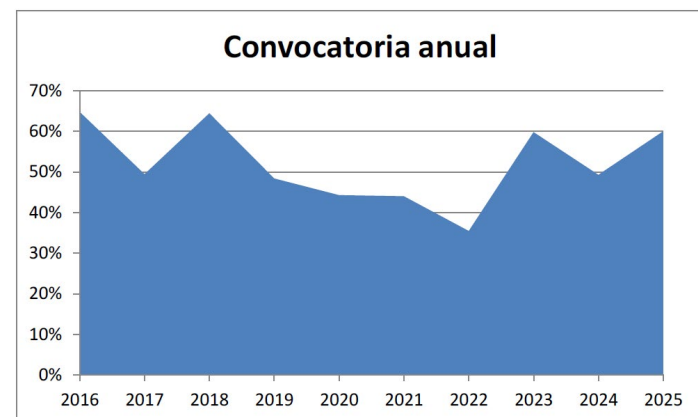
durante los 9 meses que, a priori, el sistema más lo precisaría.



Gráfica 2. Diferencias en el costo de abastecimiento anual entre gestión por periodos fijos y autodespacho.

Caso 2. Autodespacho frente a gestión convocable.

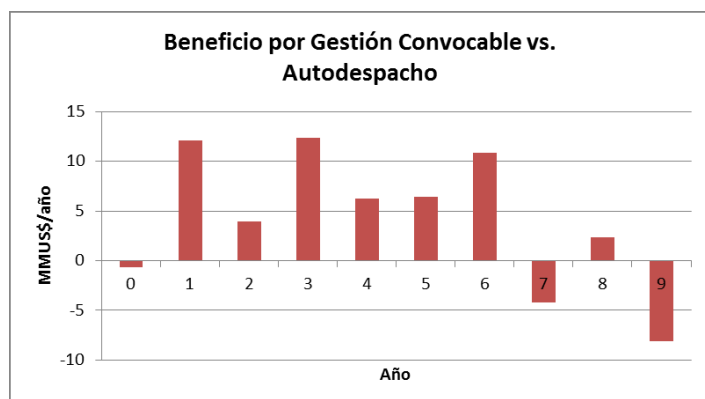
En la simulación para el caso de convocabilidad por costo variable, la central de biomasa se despacha un 52% del tiempo en promedio, comparado con una participación del 90% del tiempo en el caso de autodespacho. La **Gráfica 3** presenta la convocabilidad anual para el período de estudio de las centrales de biomasa, en un escenario de hidraulicidad media.



Gráfica 3. Convocatoria promedio anual de centrales de biomasa convocables

En este caso, el beneficio promedio anual que se obtiene para el sistema, por la gestión de la central de biomasa, a los precios fijados alcanza 4 millones de dólares. No obstante, la comparación entre las dos modalidades propuestas muestra años en los que el sistema se beneficia y otros en los cuales pierde.

Totalizando las diferencias en valor actualizado, se obtiene un beneficio total para el sistema de 33 millones de dólares, como se observa en la **Gráfica 4**.

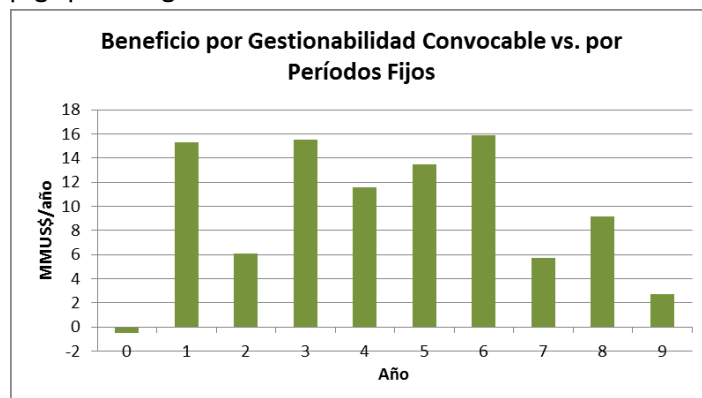


Gráfica 4. Diferencias en el costo de abastecimiento anual entre gestión convocable y autodespacho.

Este beneficio representa una ganancia para el sistema de 7 US\$/MWh generado por las centrales gestionables por costo variable de biomasa, en valor presente.

Caso 3. Gestión por período fijo frente a Gestión convocable por costo variable

A los efectos de hacer comparables los casos, se asigna a ambos la misma remuneración. Para el caso de la gestionabilidad por período fijo se considera la suma de la potencia puesta a disposición durante el 90% del año, y la energía entregada durante nueve meses, remunerados en ambos casos a los precios establecidos en el Decreto. Para el caso de convocabilidad por costo variable se considera un pago por potencia puesta a disposición de 90% y un pago por energía efectivamente convocada.



Gráfica 5. Diferencias en el costo de abastecimiento anual entre gestión convocable y gestión por periodos fijos.

De los resultados se observa que en 9 de los 10 años considerados se obtiene un beneficio por gestionar la entrega de energía por costo variable frente a la gestionabilidad por periodos fijos. En este caso, el beneficio promedio del sistema, por la gestión de la central de biomasa, a los precios fijados, alcanza 10 millones de dólares al año. El beneficio total actualizado se sitúa en los 64 millones de dólares en el período de 10 años. Finalmente, en términos de MWh generados por la central gestionable por costo variable, la ganancia del sistema asciende a 14,1 US\$/MWh.

5. CONCLUSIONES

La incorporación de fuentes renovables no convencionales a los sistemas eléctricos plantea varios desafíos. Entre ellos las posibilidades de gestión del despacho que ofrecen las renovables no convencionales, su complementariedad mutua y con los sistemas ya instalados, principalmente aquellos que presentan importante dependencia de las centrales hidroeléctricas.

La biomasa presenta ventajas adicionales frente a otras fuentes, ya que su generación puede ser gestionada dentro de ciertos márgenes razonables. La contemplación de las restricciones que cuenta esta fuente para el despacho representa un desafío para el sistema, siendo necesario compatibilizar las necesidades de ambas partes para obtener los mejores resultados.

El presente trabajo analiza diferentes formas posibles de gestión de centrales de biomasa en el sistema eléctrico, encontrando que la gestionabilidad tiene un valor para el sistema eléctrico nacional.

En base los precios establecidos para la generación de biomasa en Uruguay, la gestión de convocabilidad por costo variable es la modalidad más conveniente de incorporación de 100 MW adicionales al sistema.

La gestión del despacho a partir de períodos fijos de entrega de energía le permite al sistema mantener un cierto grado de control sobre la energía entregada, representando un beneficio para el sistema despacharlo de esta manera. En tanto que la gestión convocable por costo variable es también la opción más conveniente en iguales condiciones que la gestión por períodos fijos.

De esta forma, el presente trabajo genera insumos relevantes que contribuyen a la definición de política energética y su posterior implementación en nuestro país.

Estas doce herramientas poseen una fortaleza que las hace distinguir con relación a otras gestiones, la participación activa de los trabajadores bajo el concepto ya citado del derecho a un trabajo seguro; tal así que desde la política misma se enuncia el compromiso de cumplimiento con lo voluntariamente asumido en el convenio colectivo de Trabajo, como así también la activa participación de los trabajadores.



ANÁLISIS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA ENTRE ENERGÍA HIDRÁULICA Y EÓLICA

*ISIBER III - Seminario Internacional de Energías Renovables
Setiembre 2013*

Autores:

Armando José Ealo Otero, Ingeniero Civil, Magister en Ingeniería - Recursos Hidráulicos. Analista Ingeniería Obras Civiles – ISAGEN.S.A. E.S.P

aealo@isagen.com.co

Germán Poveda Jaramillo, Ingeniero Civil, MsC, PhD. Profesor Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín –

gpoveda@unal.edu.co

Oscar Mesa Sánchez, Ingeniero Civil, MsC, PhD. Profesor Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín –

ojmesa@unal.edu.co

RESUMEN

A partir de información diaria y mensual de series de velocidad del viento y de caudales, se analizó el recurso viento y energéticamente la complementariedad. Los datos utilizados, a diferentes alturas de medición, comprenden varias estaciones del IDEAM e ISAGEN ubicadas en la Costa Caribe colombiana. Para el caso de La Guajira, el análisis de la estación Puerto Bolívar arrojó un ciclo diurno definido de la velocidad del viento con un máximo de 8,7 m s⁻¹ entre las 15:00 y 16:00 horas y un mínimo de 4,5 m s⁻¹. El ciclo anual reporta máximos de 7,2 m s⁻¹ en el mes de marzo y en julio con 8,2 m s⁻¹, cuando se presenta el verano en el centro del país, y mínimos de 5,0 m s⁻¹ durante el mes de octubre. Se verificó el aumento de la velocidad con la altura entre 20 m y 60 m, con un coeficiente de Hellman de 0,14. Se determinó la dirección Este como la predominante, asociada al patrón de circulación de los vientos alisios. Se analizó la correlación a nivel trimestral de los índices del ENSO y la Oscilación del Atlántico Norte con la velocidad. Asociado al desplazamiento de la ZCIT, a nivel mensual se identificó mayor complementariedad del viento con caudales del norte y centro del país, caso contrario que con los ríos del sur como el Patía, Cauca y Luisa. El análisis de correlación de la velocidad del viento con los caudales afluentes a los Proyectos y Centrales Hidroeléctricas de ISAGEN reportan el mayor coeficiente con río Sogamoso. Con la velocidad del viento y las características del aerogenerador Nordex 60/1300 se calculó la producción energética comparándola aisladamente con la generación histórica de las centrales de ISAGEN sin encontrar complementariedad en el ciclo promedio anual. La energía media anual de cada Proyecto se estimó a partir de un modelo bajo la RNO y se calculó el tamaño de parques eólicos que iguallen dichas las energías medias anuales, requiriendo un parque de 140 MW para igualar Amoyá y 1.040 MW para Sogamoso, lo que indica aumento en capacidades instaladas. El análisis integrado realizado con Sogamoso el cual posee embalse regulador, sugiere un aumento en energía firme y viabiliza financieramente si se opera integradamente con la Central, un Parque de 200 MW.

I. INTRODUCCIÓN

El análisis de complementariedad de los recursos eólico e hídrico se justifica en la diversificación de matriz energética de Colombia, para respaldar la energía hidráulica, la cual es impactada eventos como el ENSO y por el cambio climático antropogénico. Las energías renovables no convencionales usualmente tienen significativamente menores impactos sociales y ambientales, pero cuando son comparadas con la energía derivada de recursos convencionales tales como los combustibles fósiles son sinónimo de riesgo financiero [1].

En la **Figura 1**, se observa la distribución actual las fuentes de generación de energía eléctrica mundial. De las energías renovables, la hidroeléctrica es la de mayor porcentaje con solo el 3%, y la eólica solo llega al 0,3% de la generación mundial. Es clara entonces la necesidad urgente de encontrar los mecanismos que tiendan a disminuir el consumo de las fuentes de generación fósil, de lo contrario será prácticamente imposible detener el cambio global [2].

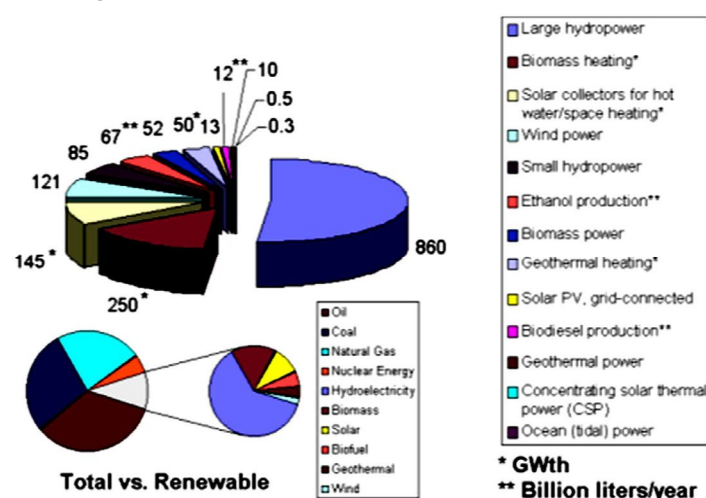


Figura 1. Distribución de la Canasta Energética Mundial, Energías Renovables al finalizar el 2009 (GW) [1]

Según la Asociación Americana de Energía Eólica – AWEA, por sus siglas en inglés, al finalizar el 2008, se instalaron alrededor del mundo más de 27.000 MW, lo que aumentó el total mundial en capacidad instalada de energía eólica a 120.000 MW. Aún queda mucha energía disponible, se ha estimado que aproximadamente 10 millones de MW de energía están continuamente disponible en el viento de la tierra [3]. Por lo anterior en [4] se argumenta que la expansión de la capacidad instalada de energía eólica está preparada para desempeñar un papel clave en la mitigación del cambio climático. Sin embargo, la energía eólica lleva consigo varias desventajas como es su variabilidad en el tiempo y no poderse almacenar. En Colombia, dentro de la caracterización y diagnóstico general de la zona de vientos en la zona de mayor potencial, La Guajira, las Empresas Públicas de Medellín – EPM tienen la mayor experiencia en el tema, con más de 10 años en estudios y 6 en operación comercial del único parque eólico del país, Jepirachi de 19,5 MW. Sin embargo, la información de los análisis con relación a la velocidad del viento a la altura del aerogenerador, las bitácoras de operación y mantenimiento del Parque son estrictamente confidenciales. EPM considera toda la información eólica estratégica para sus futuros negocios.

En este artículo se presenta el análisis de los aspectos a considerar en la caracterización energética del recurso eólico teniendo en cuenta su variación intradiaria e intranual. Previo a lo anterior se presentan elementos que justifican el hecho de diversificar la matriz

energética de Colombia a partir de fuentes no convencionales de energía y el carácter prioritario de iniciar en firme su desarrollo. Luego se presentan elementos de carácter teórico que respaldan el hecho de incluir en la matriz el potencial de la energía eólica, algunos aspectos técnicos de la tecnología y su complementariedad con el recurso hídrico. Se analiza el recurso eólico en La Guajira presentando el ciclo diurno, mensual y anual del recurso, su correlación con datos del reanálisis NCEP/NCAR y el impacto de las dos fases El Niño-Oscilación del Sur (ENSO) sobre la velocidad del viento en la atmósfera inferior. Por último se realiza un análisis de generación simulando parques eólicos genéricos teniendo en cuenta el mismo aerogenerador del Parque Jepirachi y para los proyectos hidroeléctricos el desarrollo e implementación de un modelo de operación de embalses mediante la RNO.

2. JUSTIFICACIÓN

La matriz de capacidad de generación energética colombiana es hidro-térmica aproximadamente 65% - 35% respectivamente, porcentajes que energéticamente varían según la época del año y la fase del ENSO [5]. Sin embargo en los próximos años la generación hidráulica aumentará al 72% [6], ayudando a la reducción de Gases de Efecto Invernadero – GEI, dado a que la hidráulica produce bajas emisiones de gases de efecto invernadero y más aún, si se compara con generación a partir de combustibles fósiles, como las térmicas a carbón, a gas, diesel, etc. Ver **Fig. 2**.

Sin embargo, los grandes embalses para proyectos de generación que ocasionan fuertes impactos negativos ambientales y sociales, las cada vez mayores restricciones ambientales necesarias para la conservación de la biodiversidad nacional y la dependencia del agua como recurso bandera en la generación de energía eléctrica del país, representan vulnerabilidad del SIN. Como se mencionó, los embalses inducen la descomposición de una pequeña fracción de la biomasa inundada; bosques, materia orgánica y tipos de suelo. El resultado es una mayor concentración de GEI, después del llenado del embalse, principalmente CO₂ y en menor proporción cantidad de CH₄ (metano) [7]. Estas emisiones son temporales y con un pico de dos a cuatro años después de que el depósito está lleno. Durante la siguiente década, las emisiones de CO₂ disminuyen gradualmente y vuelven a los niveles emitidos por los lagos y los ríos vecinos [8].

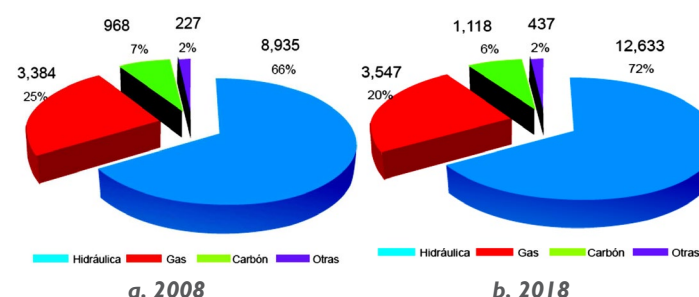


Figura 2. Expansión de la Energía Eléctrica Colombiana 2012 -2018.

Según el Informe de Síntesis del Grupo de Trabajo I del IPCC, los resultados de algunos escenarios de la relación directa del cambio climático con el evento El Niño – Oscilación del Sur - ENSO indican que si es probable que el calentamiento mundial produzca una mayor variabilidad y extremos en las lluvias y un aumento del riesgo de sequías y crecidas asociadas a las dos fases del ENSO (El Niño y La Niña). [9]. Si se le suma que el respaldo del Sistema Interconectado Nacional SIN es a base de generación térmica (33%), siendo el gas (combustible fósil) con el 25% el de mayor

peso, y el hecho que los escenarios futuros de disponibilidad de este recurso en Colombia muestran, como consecuencia de la declinación natural de los yacimientos, una disminución en la producción de gas, no sería suficiente para atender la creciente demanda de este recurso y el respectivo respaldo energético [10].

Ver Figura 3.

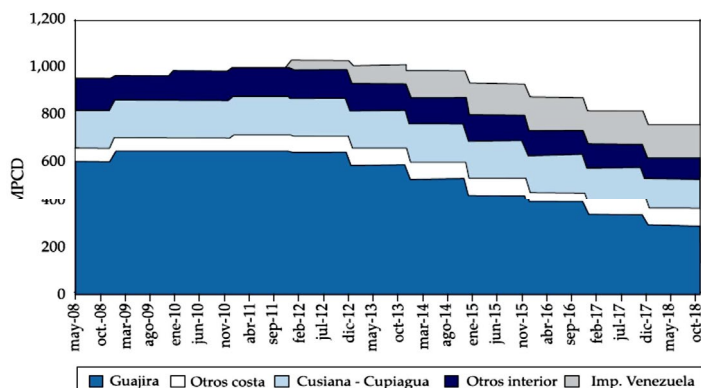


Figura 3. Pronóstico de producción de gas. Plan de Expansión 2009-2023.

Conjugando estos elementos y teniendo en cuenta la futura demanda de energía eléctrica del país, así como la posible interconexión con Centroamérica, la disponibilidad del gas para generación y los otros mercados demandantes del recurso cada vez estará sujeta a mayores restricciones. Lo anterior indicaría a que la confiabilidad podría ajustarse entonces con la construcción de plantas termoeléctricas a carbón, dado que a 2008, Colombia posee aproximadamente 7.063 millones de toneladas de carbón mineral distribuidas en recursos y reservas medidas [10], sin embargo este es otro combustible fósil que aumentaría los GEI.

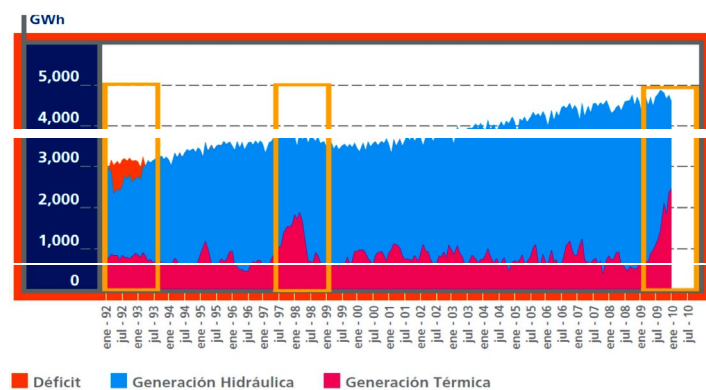


Figura 4. Evolución embalse agregado del SIN en Eventos ENSO - El Niño. Informe Especial XM, 2009

Dado lo anterior, la dependencia del recurso hídrico; los posibles eventos ENSO - El Niño fuertes y duraderos, el calentamiento global, la incertidumbre con la producción de gas, reforzaría la vulnerabilidad anteriormente mencionada. En la Fig. 4 se observa un ejemplo claro del impacto del ENSO en la generación es El Niño 1991–1992, impactó la oferta de energía eléctrica produciendo además de otras razones racionamiento entre marzo de 1992 y abril de 1993 [11]. La justificación de mantener una matriz energética amigable con el ambiente sugiere la inclusión de fuentes no convencionales, la Eólica actualmente es la de mayor desarrollo en el país. Sin embargo, a pesar que Colombia posee un alto potencial eólico en La Guajira colombiana, entre 5 y 20 GW con vientos predominantemente alisios, una velocidad promedio de 9,8 m/s a 50 metros de altura y baja turbulencia [12], este recurso solo es aprovechado por el Parque Jépíachi.

3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

A. Del diagnóstico y caracterización del potencial eólico de la zona de estudio

En Colombia podría decirse que el avance más importante ha sido la publicación del Atlas de Viento de la UPME e IDEAM, 2006. El estudio sirve como herramienta preliminar para la identificación de zonas de altas velocidades de viento, en las que se destacan, la península de La Guajira y la Isla de San Andrés. En el estudio [13] a partir de ocho (8) años de datos de radar, se presenta la concentración de máximas densidades de potencia eólica en el océano costa atlántica particularmente en Atlántico y Magdalena. Para La Guajira, el ciclo anual de la velocidad del viento está relacionado con los períodos de precipitación y sequía directamente influenciadas por la migración meridional de la Zona de Convergencia Intertropical - ZCIT, la cual actúa sobre todo el territorio nacional. En el norte la ZCIT solo pasa una vez al año, lo que genera el ciclo unimodal de la velocidad del viento. Para el ciclo diurno, la variabilidad del viento está asociada a la temperatura, resultante del ciclo de insolación superficial en las 24 horas, fuertemente marcada en la zona tropical [14].

B. Regulación y Normatividad en Colombia y MDL

Como desventaja de la zona eólica colombiana, el sistema de transmisión es radial, vulnerable y en el que no se prevén proyectos en el corto plazo de líneas de transmisión, es una zona densa en centrales térmicas y según algunos estudios existen problemas asociados con las rampas de entrega de potencia energética. Adicional a esto, no existen en Colombia criterios específicos para reglamentar la operación de parques eólicos [12]. Como punto a favor, en 2003 se creó el Comité 185 del ICONTEC de Energía eólica desarrollando dos anteproyectos de norma técnica: Requisitos de seguridad de los sistemas de generación eólicos, Ensayo Curva de Potencia de Aerogeneradores, y algunas adaptaciones de las normas IEC 61400, [15].

Por su parte, la UPME y el Banco Mundial, evaluaron un posible escenario de expansión en generación contemplando la participación de energía eólica [15]. El estudio reveló que se hace necesario desarrollar un cargo de sostenibilidad, debido a que para conseguir la TIR que espera un inversionista con los mecanismos actuales, no es suficiente. Un estudio más reciente patrocinado por el Banco Mundial [16], explora varias alternativas enmarcadas dentro de la normativa colombiana para evaluar la construcción de parques eólicos viables financieramente. Dentro de estos se plantea la participación activa en los MDL, la reducción del impuesto sobre la renta; exenciones de los cargos del SIN, y una reestructuración regulatoria para un mercado equitativo. El estudio revela que para un parque de 300 MW con ingresos producto de una confiabilidad entre un 20% y un 36% atraerían fuertemente la inversión privada, incluso para un costo de instalación de \$1.800/kW, sin incluir pago por confiabilidad y eliminando los cargos del SIN el proyecto sería viable, con una TIR del 14%.

Algunos beneficios que promueven el desarrollo de proyectos de energías renovables en Colombia son los Incentivos tributarios, explícitos en la Ley 778 de 2002 en los artículos 18 y 95. El artículo 18 promueve la exención de renta por quince años para la generación con energía eólica, biomasa y residuos agrícolas. El artículo 95 indica una exclusión de IVA para la importación de equipos y maquinaria para proyectos que generen y lo relacionado con los certificados de reducciones de emisiones GEI. El país cuenta con un proceso estandarizado para la aprobación nacional de proyectos aplicables al MDL. Dos proyectos de generación

de energía eléctrica que se han acogido; el Proyecto Amoyá y el Parque Jepirachi, el cual realizó venta de reducciones de emisiones por US \$3,2 millones. Sin embargo en el estudio de [16], y con información de 2007, los costos de inversión incluso a un precio de CO₂e de 50 dólares EE.UU. concluyen que los ingresos por MDL no mejoran por si solos la viabilidad financiera. Por lo tanto, se requieren otros mecanismos adicionales. Con relación a este último punto, se resalta el proyecto de resolución CREG 092 de 2011, por la cual se propone la metodología para determinar la ENFICC para plantas eólicas.

C. Complementariedad del recurso Hídrico y Eólico

La complementariedad hidráulica - eólica puede entenderse como la oportunidad de generar energía con una de las tecnologías, cuando se presenta escasez del recurso energético de la otra. En [17] revelan, que para el caso de EPM, sus futuros proyectos eólicos y el Parque existente producirán más energía durante una estación seca, evitando un mayor descenso en el nivel de sus embalses. En el mismo estudio se evidenció que el valor de riesgo de las compras de energía en bolsa se reduce de forma importante, especialmente durante El Niño, así la empresa generadora no se vería forzada a las costosas compras en bolsa para cumplir sus contratos a largo plazo, lo que afecta la rentabilidad de su negocio [17].

El trabajo desarrollado en Quebec Canadá [18], con datos de viento, series de caudales y con simulaciones de las demandas asociadas al sistema de generación, indica que la energía eólica requiere una copia de seguridad adicional para compensar las fluctuaciones del recurso. Para Quebec, se requeriría la instalación de más de 2000 MW para lograr un efecto sobre los almacenamientos de los embalses. En Brasil, se ha demostrado la complementariedad hidrología - vientos en las áreas del noreste, y se ha analizado su posible efecto sobre la viabilidad de la estabilización estacional de la oferta de energía en su zona interconectada. [19].

En el estudio del Banco Mundial [16], se realiza un análisis de complementariedad, indicando que la energía eólica podría contribuir durante los períodos secos y en los picos de demanda energética. Se expone la posible afectación del SIN ante eventos El Niño dada a su gran componente hídrico. El estudio utilizó datos de Jepirachi y de la estación Puerto Bolívar, y considerando los ríos Guavio, Nare, Cauca y Magdalena para generación hidroeléctrica. En los períodos de extrema sequía relacionada con El Niño 92 - 93 y 97 - 98 la energía eólica calculada fue superior a la media. También se exploró mediante el análisis de operación conjunta un parque eólico con una energía hidroeléctrica de tamaño similar. Los resultados sugieren que la energía firme conjunta supera la operación aislada. Ver Fig. 5.

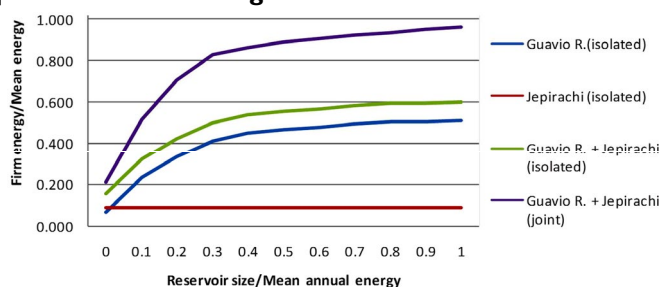


Figura 5. Energía Firme para el río Guavio como resultado de la Operación Conjunta y aislada, Adaptada de [16].

4. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO DE LA GUAJIRA COLOMBIANA

Para el análisis de la velocidad del viento se requirió información de varias estaciones climatológicas de la zona. Las cuatro estaciones del IDEAM capturan datos horarios de dirección y velocidad del viento en superficie a una altura de 10 m. Los datos de dirección del viento se encuentran discretizados en 8 sectores de 45. Se hace énfasis en la estación Puerto Bolívar, la de mayor período de registros. Las tres estaciones de ISAGEN registran información de velocidad y dirección del viento cada 10 minutos a 20, 40 y 60 metros de altura, temperatura, entre otras. Adicionalmente se utilizó información mensual de los resultados del Proyecto del Reanálisis Climático de National Center for Environmental Prediction - NCEP/National Center for Atmospheric Research-NCAR, en la coordenada 12°4'60.00" N - 72° 5'0.00" W. Adicionalmente, se utilizó información pública y de libre acceso de energía generada por el Parque Jepirachi disponible en la base de datos Neón de XM; www.xm.com.co. Ver Tabla 1.

Tabla 1. INFORMACIÓN DE ESTACIONES DE REGISTRO DE VELOCIDAD DEL VIENTO UTILIZADAS

Estación	Localización Latitud Longitud	Municipio - Departamento	Período de información	Cantidad	Unidad	Información Faltante (%)	Variables	Resolución
Puerto Bolívar	12°11'N 71°55'W	Uribia - La Guajira	1966 - 2006	20	año	21	Vel. y dir. viento y temperatura	horaria - mensual
Almirante Padilla	11°32'N 72°56'W	Rodulacá - La Guajira	1975 - 1984	9	año	40	Velocidad y dir. del viento	horaria
Parque Eólico	12°12'36.60"N 72°12'10.10"W	Uribia - La Guajira	2008 - 2010	18	mes	3	Velocidad y dir. del viento	10 minutos
Nazaret	12°11'N 71°17'W	Uribia - La Guajira	1974 - 1976	3	año	50	Velocidad y dir. del viento	horaria
La Mina	11°07'N 72°36'W	Hatzenuevo - La Guajira	1988 - 1991	4	año	47	Velocidad y dir. del viento	horaria
Virtual NCEP/NCAR	12°4'60.00"N 72°5'0.00"W	Uribia - La Guajira	1948 - 2009	61	año	0	Velocidad del viento	mensual
Flor de la Sabana	11°41'34.60"N 72° 2'37.56"W	Máncora - La Guajira	2009	4	mes	2	Velocidad y dir. del viento	10 minutos
Manure	11°48'30.80"N 72°5'318.80"W	Manure - La Guajira	2009	4	mes	2	Velocidad y dir. del viento	10 minutos

El ciclo anual está relacionado entre otros, con los períodos de precipitación y sequía directamente influenciadas por la Zona de Convergencia Intertropical - ZCIT, que actúa sobre toda Colombia [14]. Para La Guajira la ZCIT pasa una vez al año, lo cual se refleja en un ciclo anual unimodal en la velocidad del viento y la precipitación promedios mensuales en la zona. El comportamiento es similar para todas las estaciones. Las mayores velocidades se presentan en el Cabo de la Vela, en las estaciones Puerto Bolívar y la estación Virtual Reanálisis NCEP/NCAR. La diferencia en magnitud se debe a: la disminución en estación Nazaret se debe a la barrera orográfica que impone la serranía La Macuira y las estaciones Almirante Padilla y La Mina, se ven afectadas, por el Aeropuerto y la Mina del Cerrejón.

Para las Rosas de Viento se encontró un altísimo porcentaje en la dirección NE - E, correspondiente a los 45 - 90° de Azimut. Esto indica la predominancia de la componente zonal del viento, claramente explicada por la presencia de los vientos Alisios del este. Se resalta que no se encontraron cambios de la dirección del viento con la altura, Ver Fig. 7.

Mediante el uso de la Transformada Rápida de Fourier - FFT se estimaron las anteriores periodicidades del viento a dos escalas de tiempo consideradas; ciclo diario y ciclo anual, definida como:

La variabilidad intradiurna de la velocidad del viento está asociada con la temperatura del aire, resultante del ciclo de insolación superficial en las 24 horas del día, fuertemente marcado en la zona tropical [14], tal como se observa en la Fig. 6. el ciclo diurno promedio de la velocidad del viento para la zona de estudio.

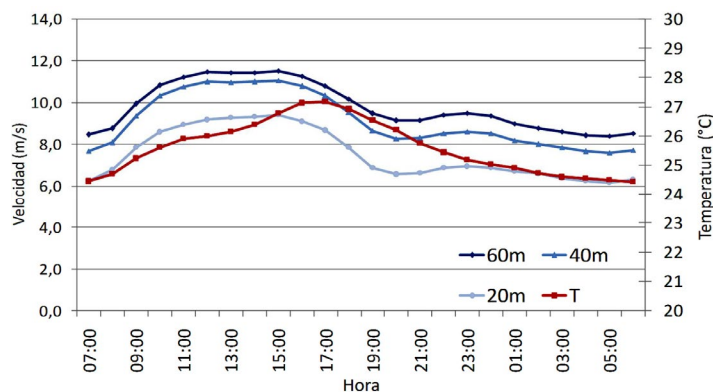


Figura 6. Comparación ciclo diario velocidad del viento – ciclo diario temperatura en la estación Flor de la Sabana.

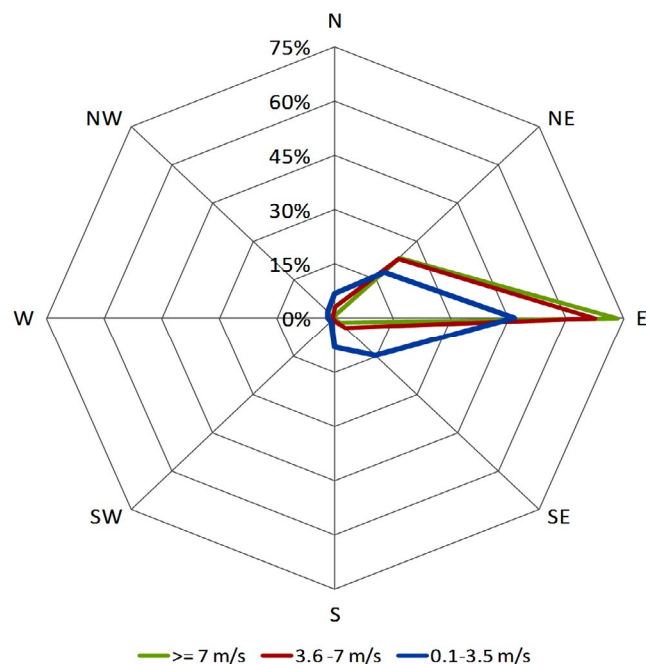


Figura 7. Rosa de Vientos Multianual Estación Puerto Bolívar

$$\hat{f}_n(t) \equiv \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} f_i e^{\frac{2\pi i k t}{N}} \dots\dots\dots (1)$$

con $n = -N/2 + 1 \dots + N/2$, Donde: $f_i \circ f_t$ con $t_i = iAt$ é $i = 0, 1, \dots, N-1$, representa una serie de N datos en el tiempo, separados entre sí At , y f_n es el resultado de la DFT (Transformada Discreta de Fourier) para el periodo asociado con la frecuencia dada por n/NAt [20]. En la Fig. 8 y Fig. 9 se observa picos espectrales importantes en los periodos de 12 y 24 horas, así como para 6 y 12 meses, respectivamente.

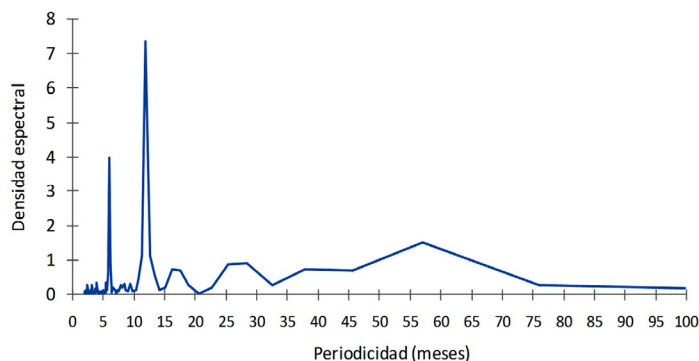


Figura 8. Análisis espectral de la velocidad promedio mensual del viento en la estación Puerto Bolívar.

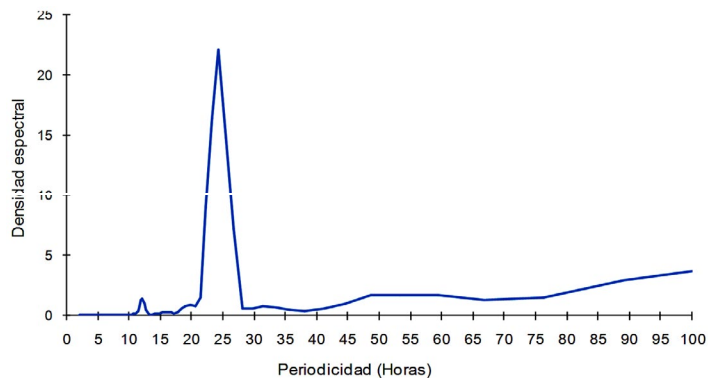


Figura 9. Análisis espectral de la velocidad promedio horaria del viento en la estación Puerto Bolívar.

En la Fig. 10 se observa que la velocidad del viento varía según la ley exponencial de Hellmann corroborando el comportamiento logarítmico de la variación del viento en la capa límite atmosférica. Para Flor de la Sabana, el valor de α corresponde a 0,20. La ecuación conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

$$v = v_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \dots\dots\dots (2)$$

dónde:

v : es la velocidad (m s⁻¹) a la altura H (m)
 v_0 : es la velocidad (m s⁻¹) a una altura $0 < H$ de referencia, normalmente referida a una altura de 10 m.
 α : es el coeficiente de fricción o exponente de Hellmann (el cual varía con la topografía del terreno).

La relación funcional entre la velocidad con la altura

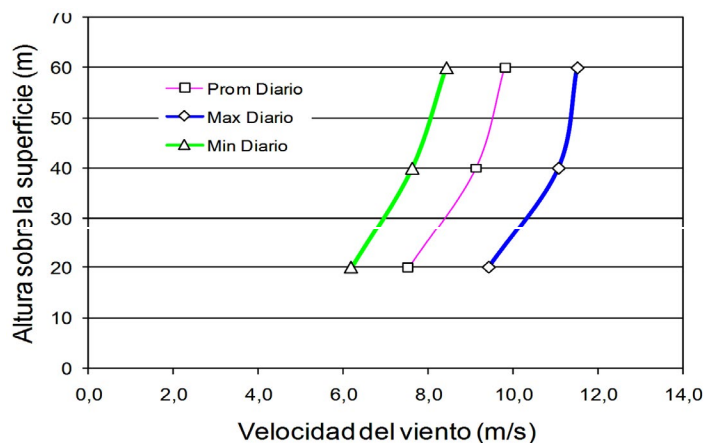


Figura 10. Variación de la velocidad del viento con respecto a la altura en la Estación Flor de la Sabana.

Los perfiles permiten analizar las cargas a las que están sujetas las aspas, es decir cuando la pala se encuentre en la parte superior recibirá mayor carga de viento que las dos palas restantes. Adicionalmente es posible identificar el punto en que no hay cambios significativos de velocidad con la altura, ese punto indica la altura óptima para instalar aerogeneradores.

A. Variabilidad Interanual de la velocidad del viento en La Guajira: Impacto del Evento ENSO (El Niño - Oscilación del Sur)

Con la información de la estación Puerto Bolívar, en la Figura 9, el análisis espectral mensual, se observa un pico para los 55 meses, ~ 4 años, muy probablemente explicado por el ENSO, y otro pico

de menor potencia entre los 25-30 meses, posiblemente asociado a la Oscilación Cuasi-Bienal, [14]. Para identificar el impacto del ENSO se calcularon coeficientes de correlación trimestrales cruzadas de la serie del índice ONI con la serie no estandarizada de Puerto Bolívar y considerando años hidrológicos, es decir desde junio del año $i-1$ a mayo del año i . Los resultados se presentan en la Tabla 2.

TABLA 2. MATRIZ DE CORRELACIONES TRIMESTRALES ÍNDICE ONI Vs.

VELOCIDAD PUERTO BOLÍVAR					
Velocidad del Viento (m/s)					
		DEF	MAM	JJA	SON
ONI	DEF	0,24	0,19	-0,02	-0,03
	MAM	0,17	0,17	0,24	0,31
	JJA	0,06	0,08	0,43	0,47
	SON	0,14	0,15	0,50	0,47

Se observa que las mayores correlaciones se presentan para el índice ONI en el trimestre SON con las velocidades en los trimestres JJA y SON. El ONI representa el aumento o disminución de la temperatura superficial del mar y de acuerdo con este índice, en condiciones El Niño (La Niña), el ONI debe ser igual o superior (igual o inferior) a medio grado Celsius de temperatura por encima o por debajo de la media (anomalía). En este caso, las variables son directamente proporcionales, al aumentar el ONI se presentarán aumentos en la velocidad y viceversa. Los datos del Reanálisis, presentaron el mismo comportamiento.

B. Variación del ciclo anual de la velocidad del viento con el ENSO

Se utilizaron los datos mensuales de Puerto Bolívar, Reanálisis y la estación del aeropuerto Ernesto Cortizos. El análisis se realizó promediando las velocidades del viento durante eventos de El Niño y La Niña, definidos según la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA), de Estados Unidos y comparándolos con las condiciones de años normales. www.cdc.noaa.gov/data/gridded/data.narr.html. En la Fig. 11 se observa el impacto positivo de El Niño en la mayoría de los meses, con valores de velocidad por encima de las condiciones normales. Caso contrario se presenta durante La Niña, particularmente entre agosto y marzo del año hidrológico. Para el nodo virtual del Reanálisis se presenta un comportamiento similar para la segunda mitad del año, mayores velocidades del viento, sin embargo, el primer semestre es totalmente contrario, entre enero y junio las velocidades del viento aumentan durante La Niña y disminuyen durante El Niño, ver Fig. 12.

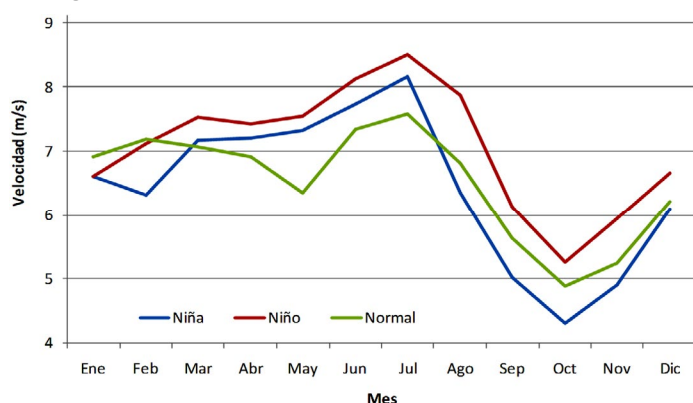


Figura 11. Ciclos anuales El Niño, La Niña y normales - Puerto Bolívar

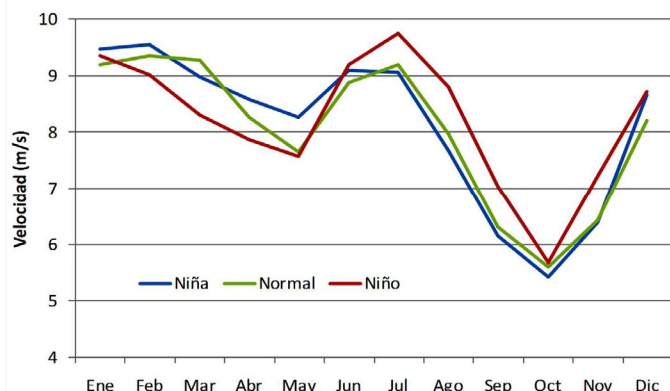


Figura 12. Ciclos anuales El Niño, La Niña y normales - Reanálisis.

En el trabajo [21], con datos Reanálisis NCEP/NCAR se identificó la variación del ciclo anual de los vientos, durante El Niño en los trimestres DEF y MAM la velocidad del viento disminuye y aumenta durante La Niña. En cambio, en los trimestres JJA y SON la velocidad se intensifica durante El Niño y disminuye durante La Niña, esto se debe a que el chorro tropical superficial del Caribe, el cual domina la variación de los vientos de la zona, obedece al forzamiento de las anomalías cálidas en el Pacífico oriental tropical y de las anomalías de presión en el alto del Atlántico Norte. Entre enero y mayo durante el Evento ENSO Puerto Bolívar y el Reanálisis presentan resultados contrarios, se recurrió a la estación Ernesto Cortizos que cuenta con un período de registros que cubre varios eventos ENSO. A pesar de existir una notoria diferencia en el ciclo anual, presentando los mayores valores de velocidad entre enero y mayo, el efecto del evento ENSO se refleja de forma similar que la estación virtual Reanálisis, ver Fig. 13.

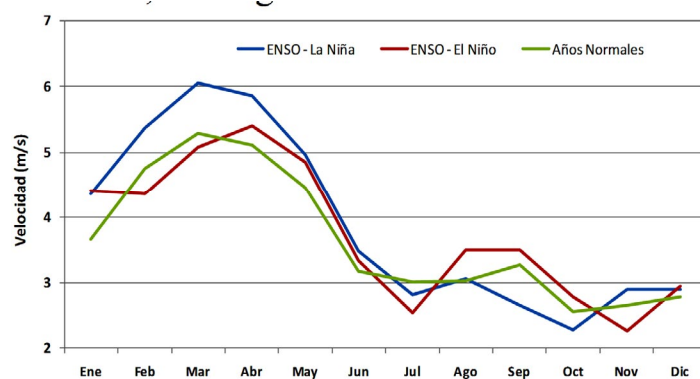


Figura 13. Ciclos anuales El Niño, La Niña y normales - E. Cortizos

C. Ciclo anual del ciclo diurno de la velocidad del viento

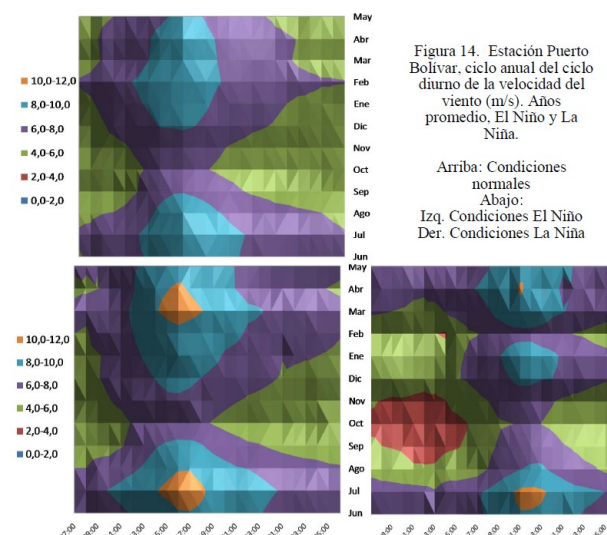


Figura 14. Estación Puerto Bolívar, ciclo anual del ciclo diurno de la velocidad del viento (m/s). Años promedio, El Niño y La Niña. Arriba: Condiciones normales. Abajo: Izq. Condiciones El Niño. Der. Condiciones La Niña.

La importancia de conocer la variación del ciclo diario de la velocidad del viento durante las dos fases del ENSO, radica en los cambios de disponibilidad energética de un parque eólico en el sitio, si bien es claro, en condiciones normales los máximos se presentarán a mitad de la tarde aproximadamente a las 15:00 horas, durante La Niña, las mayores velocidades se presentarán en la noche cuando aumenta la demanda horaria de energía eléctrica en el país. Sin embargo, el análisis de complementariedad se realizará a nivel mensual considerando los ciclos promedios anuales de las series, Fig. 14.

5. ANÁLISIS DE COMPLEMENTARIEDAD DE LAS SERIES HIDROLÓGICAS ISAGEN CON LA SERIE DE VIENTOS LA GUAJIRA

Para hacer la comparación, se estandarizaron las series mencionadas. En la Fig. 15 se observa el comportamiento de las series analizadas. Es clara la complementariedad de los caudales en el interior del país y los vientos en la Guajira colombiana. La serie mensual del río Amoyá presenta un comportamiento diferente a las demás series de caudales, presentando valores de caudales altos cuando se presenta el verano en las demás series de caudales y específicamente en los meses de junio y julio.

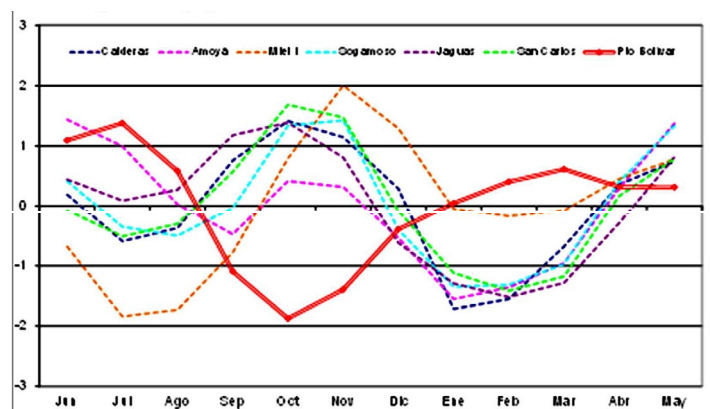


Figura 15. Complementariedad caudales y vientos, series mensuales multianuales estandarizadas ISAGEN – Puerto Bolívar

En la Tabla 3 se presentan los coeficientes de correlación, en la cual curiosamente la serie del Reanálisis presenta mayores correlaciones con los caudales, a excepción de la serie de Miel I. Sogamoso que es el sitio más al norte tiene la mayor correlación -0,55 y Amoyá -0,12, la que se encuentra ubicada más al sur de los sitios de interés.

TABLA 32 MATRIZ DE CORRELACIONES ESTACIÓN REANÁLISIS Y ESTACIÓN PUERTO BOLÍVAR VS. CAUDALES SITIOS DE INTERÉS

Central - Proyecto Hidroeléctrica	Puerto Bolívar vs. Caudales	Reanálisis vs. Caudales
Central San Carlos (1987 – 2005)	-0,32	-0,52
Central Jaguas (1987 – 2005)	-0,32	-0,47
Central Miel I (1987 – 2005)	-0,43	-0,28
Central Calderas (1991 – 2001)	-0,24	-0,41
Proyecto Amoyá (1987 – 2005)	0,00	-0,12
Proyecto Sogamoso (1987 – 2003)	-0,38	-0,55

6. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA DE PARQUES EÓLICOS GENÉRICOS EN LA GUAJIRA

La simulación de la producción energética de un parque eólico genérico comprende muchos elementos como el tipo de aerogenerador, la clase de vientos según la Norma IEC 61400 – I [23], la distribución de los aerogeneradores en la zona del parque, entre otros elementos. Para la simulación energética se seleccionó la turbina Nordex 1300, la selección de este aerogenerador se basó en tener un referente comparativo en la zona, dado a que los aerogeneradores del Parque Eólico Jepirachi tienen este tipo de turbinas, [22]. Este análisis utilizó información horaria para los cálculos energéticos junto con la curva de máquina de la N60, e incluyendo un factor del 20% que incluye a la indisponibilidad por operación y mantenimiento, las pérdidas por estelas generadas entre aerogeneradores, pérdidas asociadas por variación en la temperatura en la zona, pérdidas eléctricas, entre otras. Para cálculos más exactos se deben utilizar software especializados como el WindPro desarrollado por EMD International A/S [24], y WASP - The Wind Atlas Analysis and Application Program, desarrollado por The National Laboratory for Sustainable Energy de Dinamarca, [25].

A. Aerogeneradores Nordex N60/1.300 kW

Diseñadas por la compañía Nordex de Alemania con diámetro de rotor de 60 m e igual altura de buje y con aspas de 30 m de largo. En la Fig. 16 se presenta la curva de potencia.

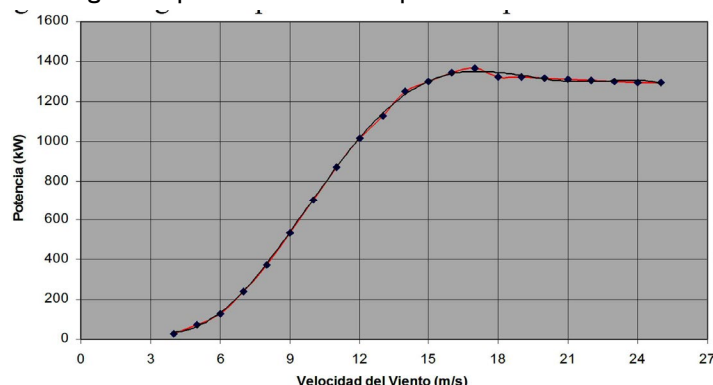


Figura 16. Curva de Potencia Teórica Aerogenerador. Nordex Energy Catálogo N60/1300

La potencia máxima que puede alcanzar la turbina es de 1,3 MW con una velocidad de 15 ms⁻¹, la velocidad mínima para generación debe ser de 4 ms⁻¹ y la velocidad máxima a la cual el equipo aún genera la máxima potencia es de 25 ms⁻¹. Se aclara que los aerogeneradores hoy en día son más eficientes si se comparan con los utilizados en este análisis.

Se utilizó la serie viento horaria de la estación Parque Eólico, con un año de información, acotando la producción entre 4 y 25 ms⁻¹. Con el promedio de las potencias generadas a nivel horario se calculó la energía media mensual, las series viento se alargaron en el tiempo con la ayuda de la información horaria de la estación Puerto Bolívar, extendiéndola mensualmente en el rango desde 1986 al 2005. Luego, la información energética se extendió desde 1960 a 2005 con la ayuda de la Estación Virtual del Reanálisis, como se observa en el ajuste de la Fig. 17. Para realizar la reconstrucción de los datos faltantes y extrapolaciones se utilizó un coeficiente de Hellmann a la altura de 60 m e igual a 0,14. Por último, la serie de energías generadas para un aerogenerador se escala dependiendo el número de máquinas a simular, es decir dependiendo de la

capacidad instalada de los parques supuestos para el análisis.

Considerando la información del Parque Jepirachi, se comparó su producción energética con un Parque genérico ubicado en la zona de Puerto Bolívar de igual capacidad a partir de los cálculos mencionados.

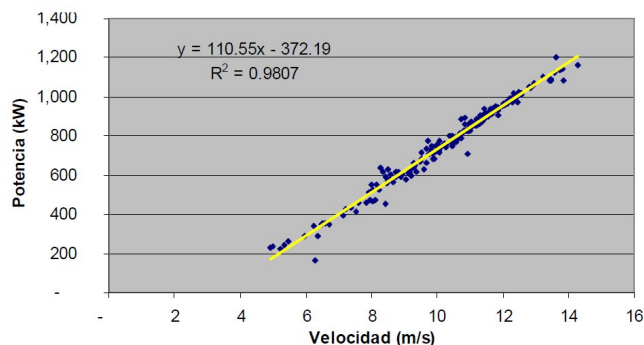


Figura 17. Ajuste mensual de velocidades del Viento vs. Potencia en la estación Puerto Bolívar

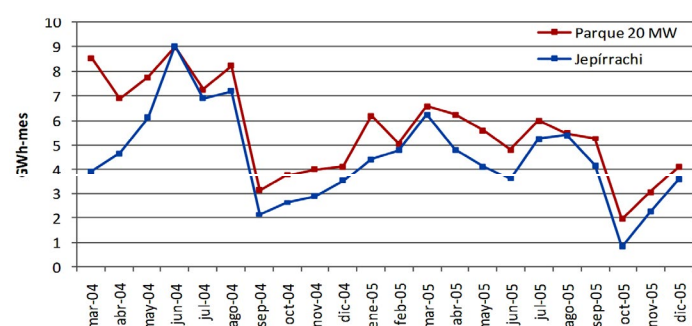


Figura 18. Energía media mensual Jepirachi – Parque 20 MW, 2004-2005

Se observa en la Fig. 18 una producción energética similar en el período común de información, a pesar de que en magnitud existen diferencias en el ciclo anual de producción por el hecho de que el parque genérico de 20 MW tiene considera un factor de planta mayor; 0,46 contra 0,32 histórico de Jepirachi; ver Fig. 19.

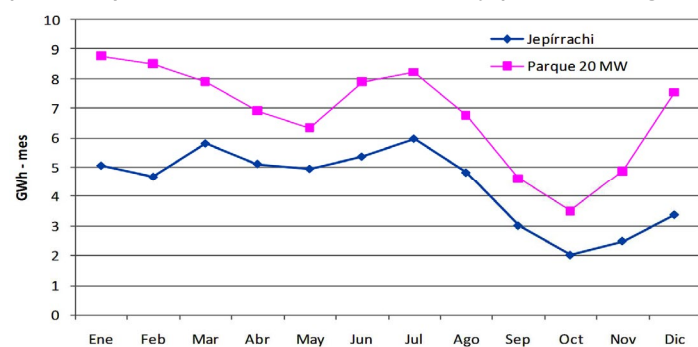


Figura 19. Ciclo anual energía media Jepirachi – Parque 20 MW

Con lo anterior se puede concluir que el procedimiento de estimación a pesar que es más conservador, es una buena aproximación dado a que sigue el comportamiento de la zona presentado por Jepirachi.

7. ANÁLISIS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA HIDRÁULICA - EÓLICA

A. Análisis de generación de energía histórica centrales ISAGEN vs. Parques eólicos genéricos.

Con la información de Neón de XM, se revisó la complementariedad de la generación histórica de ISAGEN con parques eólicos

genéricos de igual capacidad instalada. Para el caso de Miel I, las energías medias mensuales expresadas en kWh no reportan complementariedad, esto sucede precisamente porque el SIN opera para satisfacer una demanda con una oferta hídrica que a la fecha no ofrece complementariedad con otro recurso. Ver Fig. 20, período 2002-2010.

Para el caso de la central San Carlos, se observa complementariedad en los primeros meses del año y en la mitad del año con un máximo del aporte eólico en los meses de julio y agosto. Es importante aclarar que la operación de las plantas obedece a criterios de comercialización por parte del agente, sujeto a condiciones del mercado de energía, las cuales no son contempladas en este análisis.

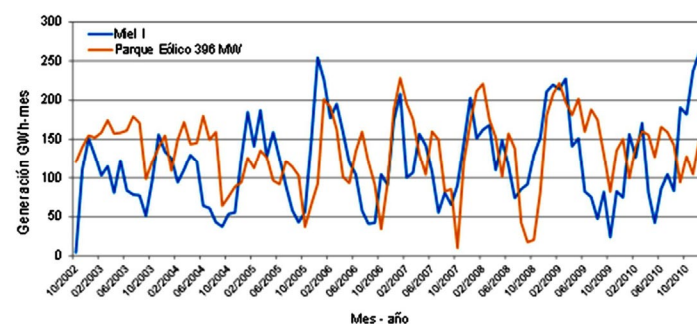


Figura 20. Generación mensual Miel I - Parque Eólico de 396 MW

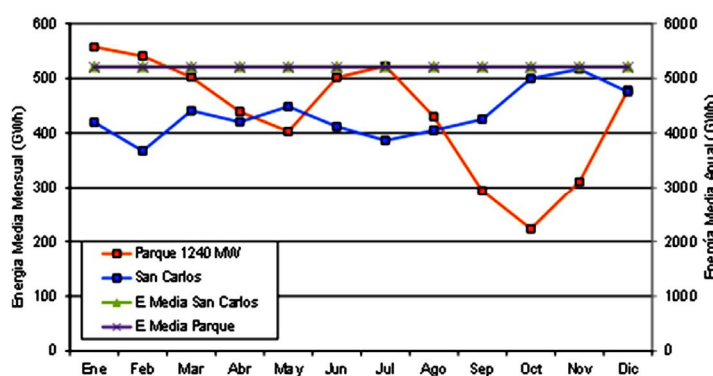


Figura 21. Ciclo anual de generación San Carlos - Parque Eólico de 1240 MW

Se observa que la energía media anual de los parques genéricos se asemeja a las centrales hidroeléctricas; esto se debe a que los factores de planta históricos consideran la capacidad máxima de la planta sin incluir la disponibilidad y criterios de operación comercial, ver Fig. 21.

B. Análisis de generación complementaria Proyectos Hidroeléctricos vs. Parques Eólicos

Para las simulaciones de energía hidráulica de proyectos hidroeléctricos se elaboró un modelo de simulación de energía basado en la Regla Normal de Operación a nivel mensual, el cual considera la operación aislada de los proyectos del Sistema Interconectado Nacional.

Las características generales del modelo de simulación energética utilizado son las siguientes:

- Tipo de Operación: Se consideró la operación aislada y Regla Normal de Operación - RNO.
- Resolución Temporal y series hidrológicas: La resolución temporal del modelo es mensual.
- Regla de Operación: maximizar la producción de energía

firme (confiable) del proyecto y minimizar los vertimientos, a partir del cumplimiento de una meta con un 95% de confiabilidad.

- Variables de la simulación: Relación Volumen del embalse cota de operación del mismo. Pérdidas en energía por fricción sobre el salto bruto aprovechable en cada una de las alternativas; las pérdidas locales se consideraron como igual al 10% de las pérdidas por fricción.
- Restricciones: Caudal Ecológico, Capacidad máxima de operación, Serie Hidrológica de caudales promedios mensuales, Eficiencias: Generador 98%, Transformador 99.5% y Turbinas 92%; no se consideró efecto nivel embalse, eficiencia energética.

Las simulaciones realizadas deben cumplir con el 95% de confiabilidad para todo el período considerado y la meta corresponderá a la energía firme de la simulación. Para cada día simulado, se parte de un volumen o caudal necesario para generar la meta y se compara con las disponibilidades de agua definidas en la RNO del embalse. La disponibilidad corresponde al volumen almacenado de agua más el caudal afluente mensual, menos el caudal ecológico considerado. Si la disponibilidad es menor que la meta, se presentará una falla y queda registrado para su posterior conteo y para el cálculo de confiabilidad. Si la disponibilidad es mayor o igual que la meta, se cumple la meta y se genera esa cantidad de agua y almacenando los excedentes sin sobrepasar la capacidad establecida del embalse. Si se presenta una disponibilidad mayor que la meta y el embalse está a la máxima capacidad de almacenamiento, se genera cumpliendo la meta, pero como el embalse está en su nivel máximo, los excedentes permiten generar energía secundaria manteniendo a capacidad total el embalse al final del período y minimizando los vertimientos. En este caso la generación estará restringida por el caudal de diseño de la planta. Si la disponibilidad del recurso excede el volumen útil del embalse y la capacidad máxima de turbinación, se genera la meta de energía, se genera toda la energía secundaria posible para ese período de tiempo y adicionalmente los excedentes se vierten. En la Fig. 22 se muestra un ejemplo de la RNO para el Proyecto Sogamoso.

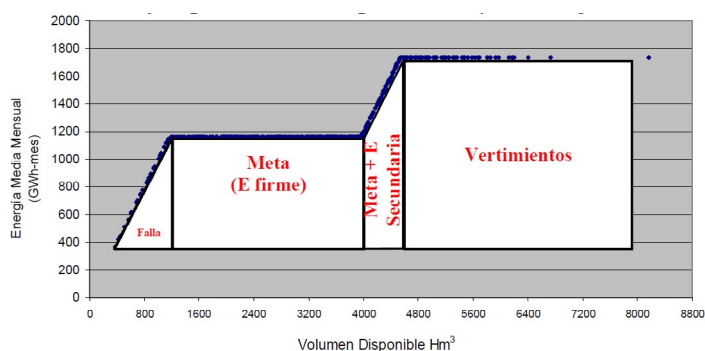


Figura 22. RNO del Proyecto Sogamoso – Operación del embalse

C. Comparaciones energéticas aisladas

El primer ejercicio de comparación consistió en tratar de igualar cada Proyecto Hidroeléctrico con un parque de tal manera que genere la misma energía media multianual, es decir, encontrar la capacidad instalada que iguale la producción energética de cada proyecto.

1) Proyecto Sogamoso – Parque Eólico Genérico 1.040 MW

Según el cálculo realizado, la producción media de Sogamoso es

4.635 GWh-año con 820 MW, igual energía en el período común se alcanzaría con un parque eólico de 1.040 MW (26% de aumento de capacidad instalada). El área necesaria para un parque eólico de las proporciones descritas es de cerca de 26 km². El análisis durante el ENSO reporta que mientras la producción energética de Sogamoso en los años El Niño y La Niña con relación a los años normales se mantiene, la producción energética del parque disminuye si se compara la generación durante El Niño y La Niña. Lo anterior obedece a que el Proyecto Sogamoso tiene la capacidad de regular su recurso afluente, diferente al Parque genérico de 1.040 MW que opera como si fuera una planta a filo de agua, dado a que no puede regular o “almacenar” el viento. Ver Fig. 23 y Fig. 24.

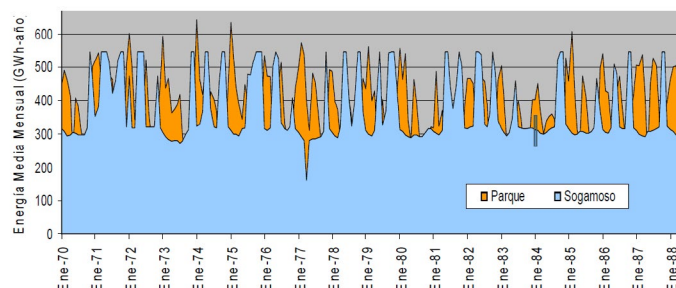


Figura 23. Producción Energética Sogamoso vs. Parque eólico de igual Energía Media.

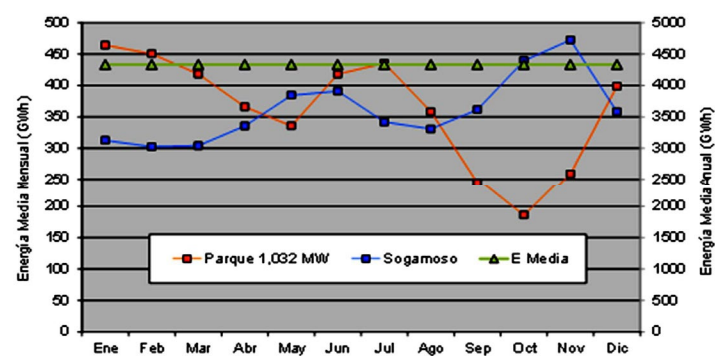


Figura 24. Ciclo Anual Energía Sogamoso 820 MW y Parque 1.040 MW - Evento ENSO – El Niño

La Fig. 25 presenta las diferencias mensuales de las producciones energéticas del Parque 1.040 MW con respecto al Proyecto Sogamoso. Se observa que durante El Niño hay aumentos en las diferencias de generación a favor del Parque para los meses de Feb, Mar, Abr, Jun, Jul y Diciembre y durante La Niña el Sogamoso genera más que el Parque en los meses de Abr, May, Ago, Sep, Oct y Nov.

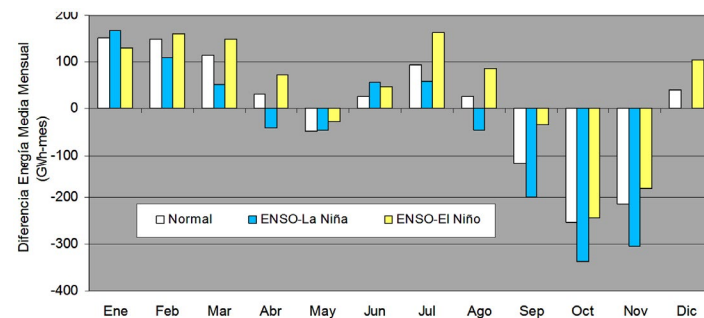


Figura 25. Diferencias de Producción Energética Parque 1.040 MW vs. Sogamoso 820 MW

Los anteriores análisis indican que el Parque Eólico de 1.040 MW ayudaría a la producción energética de Sogamoso en los meses

críticos de la ocurrencia de El Niño. Se debe aclarar que las condiciones regulatorias y de mercado de un Parque Eólico de este tamaño aún no están establecidas en el mercado actual.

2) Proyecto Amoyá – Parque Eólico Genérico 140 MW

Según el cálculo realizado, la producción media del Proyecto Hidroeléctrico Amoyá es de 590 GWh-año con 80 MW, igual energía en el período común se alcanzaría con un parque eólico de 140 MW, lo que indica un 75% de aumento en capacidad instalada. Durante El Niño la disminución de la generación por parte del Proyecto será del 5%, mientras que el aumento en producción energética del Parque de 140 MW es del 3,8% y durante La Niña el Proyecto aumentará su producción del orden del 9,3 %, y el Parque 140 MW disminuirá su producción solo en un 1,1%.

D. Análisis de complementariedad energética integrada

Si se considera que la energía generada por el Parque entra sobre la base para meta de generación de la simulación de los proyectos hidroeléctricos, es decir este análisis supone que cuando se está generando en un Parque Eólico se está almacenando agua en el embalse. Se consideró que la energía media mensual generada por los parques eólicos se convierte en caudales mensuales utilizando el factor de conversión medio de Sogamoso, luego estos caudales entran en la base de la afluencia disminuyendo la meta mensual a exigir por parte de la RNO sobre los caudales propios de la Central.

Se tomó el proyecto Sogamoso y se incluyó la generación de Parques Eólicos Genéricos aumentando su capacidad instalada variando en 20 MW, 50 MW, 100 MW, 200 MW y 400 MW, con el fin de identificar si hay aumentos o disminuciones en la energía media del conjunto, y verificar si la energía firme anual integrada es mayor que la suma de las energías firmes anuales aisladas.

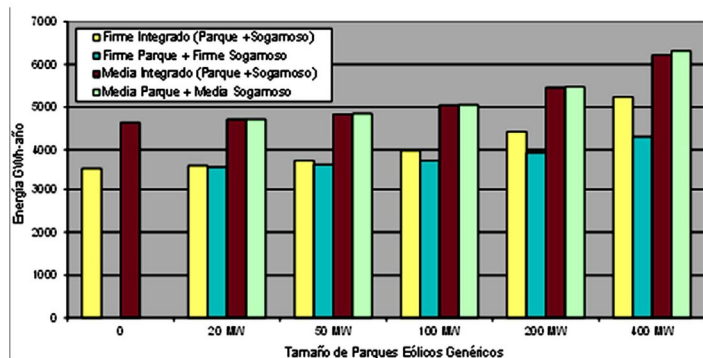


Figura 26. Simulación de Generación de Energía – variación meta vs. energía generada para diferentes capacidades en MW

En la Fig. 26, a medida que se aumenta la capacidad instalada de parques eólicos genéricos la energía firme aumenta significativamente, mientras que la energía media es muy similar a la suma de las energías medias aisladas, y para tamaños mayores a 400 MW la energía media integrada es menor; lo anterior se debe a que para los mayores tamaños de capacidad instalada de parques, aumentan los vertimientos del embalse del Proyecto Sogamoso y disminuye la energía secundaria. La energía firme integrada es mayor que la suma de las energías firmes aisladas. Ver Tabla 4.

TABLA 4 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN INTEGRADA SOGAMOSO – PARQUES EÓLICOS GENÉRICOS

Parámetro	0 MW	20 MW	50 MW	100 MW	200 MW	400 MW
Energía media mensual generada (GWh-mes)	386	393	403	420	455	518
Vertimientos promedios mensuales (m³/s)	29,45	29,83	30,80	33,05	38,32	54,29
Energía media anual (GWh)	4.635	4.712	4.838	5.046	5.456	6.218
Factor de Planta Medio	0,64	0,66	0,67	0,70	0,76	0,86
Energía Firme (GWh-año)	3.564	3.631	3.751	3.977	4.425	5.244
Factor de Planta Firme	0,50	0,50	0,52	0,55	0,62	0,73
Afluencias Promedios (Hm³)	1.272	1.295	1.333	1.392	1.512	1.75
Capacidad Instalada Eólica (MW)		20	50	100	200	400
Número de Aerogeneradores		15	39	77	154	308
Energía Media Parques Genéricos (GWh-año)		81,9	212,9	420,3	840,5	1681,0

Parámetro	0 MW	20 MW	50 MW	100 MW	200 MW	400 MW
año)						
Ene. Media Parque + Ene. Media Sog.		4.716,9	4.847,9	5.055,3	5.475,5	6.316,0
Diferencia Energía Media (GWh-año)		4,86	9,71	9,68	19,62	97,75
Energía Firme Parques Genéricos (GWh-año)	-	36,2	94,1	185,8	371,5	743,1
Delta Energía Firme (GWh-año)	-	67,1	187,5	413,3	861,4	1.680,5
Firme Parque + Firme Sogamoso (GWh-año)	-	3.599,7	3.657,6	3.749,3	3.935,1	4.306,6
Diferencia de Energía Firme (GWh-año)	-	30,9	93,5	227,6	489,9	937,4

En la Tabla 4 se presentan las energías firmes de los Parques Eólicos, las cuales fueron calculadas con las curvas de duración de las series de energías medias mensuales, y tomando la asociada al 95%. Se resalta que a la fecha en Colombia no existe reglamentación aplicable a los Parques Eólicos con relación al cálculo de energía firme, como la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – ENFICC.

E. Análisis financiero de la generación integrada

Con la información de generación anual media y firme integrada, y a partir de las generaciones aisladas del Proyecto Sogamoso y los diferentes Parques Eólicos, se cuantificó el beneficio financiero a partir de una evaluación con Valor presente Neto - VPN y Tasa Interna de Retorno – TIR.

Para lo anterior se utilizó la siguiente información:

- Capacidad Instalada Parques Genéricos: 20 MW, 50 MW, 100 MW, 200 MW y 400 MW.
- Capacidad Instalada Proyecto Sogamoso: 820 MW
- Costo de instalación Parque Eólico: 1.400 USD/kW, [16].
- Costo de instalación Sogamoso: 1.707 USD/kW, [26].
- Costo AOM Parques Eólicos: 25 USD/kW instalados.
- Otros costos: 2 USD/kW
- Tasa de descuento para evaluación financiera: 10%
- Precio Energía Firme: 42 USD/MWh
- Precio Energía Secundaria: 34 USD/MWh (80% del precio firme).

- Vida útil Parques Eólicos: 20 años.
- Vida útil Sogamoso: 50 años.
- La inversión se considera puntual en el año 0 de evaluación.
- No se consideran depreciaciones.
- Como proyecto aplicable a MDL, se consideró la venta de Certificados de Reducción de Emisiones de gases de efecto invernadero con un factor de emisión de 0,2849 kg CO₂e/kWh [27], y una Tarifa de venta de 18 USD/tonCO₂e [16].

Con la información anterior, se tiene que el costo de inversión de los Parques Eólicos va desde 36 Millones USD para un parque de 20 MW hasta 720 Millones USD para un parque de 400 MW. Para el caso del Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso se tiene una inversión de 1.400 Millones USD. Para los costos por Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de parques eólicos, en [16] se presenta para los EEUU su variación en los últimos años pasando de 35 USD/MWh en la década de los años 80, a 20 USD/MWh en los años 90, hasta 9 USD/MWh al día de hoy. Sin embargo el Parque Eólico Jepirachi, tiene un AOM igual al 2% de su inversión (28 Millones USD), lo que implica un costo por AOM de 28 USD/kW instalados. Teniendo en cuenta lo anterior se optó por un valor intermedio del orden 25 USD/kW, [28].

Para el precio de energía firme se utilizó la información del Plan de Expansión de la UPME en el período 2009 – 2023 el cual sugiere que los precios del mercado se comportarán como se presenta en la Fig. 27. Para el escenario de demanda media se calculó un valor promedio de cerca de 42 USD/MWh.

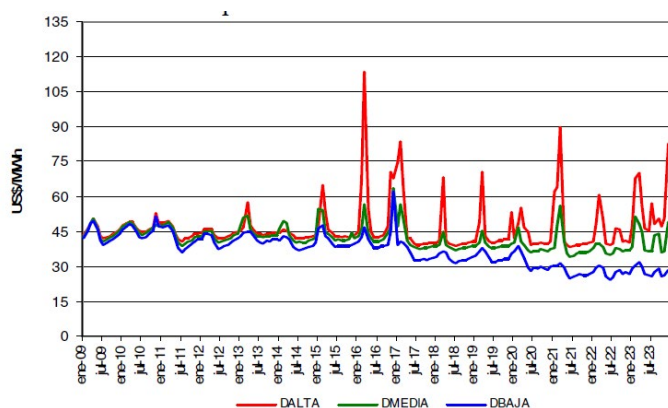


Figura 27. Variación del precio de energía entre 2009 y 2023.

A partir de los resultados de la simulación descritos en la Tabla 4 y las consideraciones anteriores, en la Fig. 28 se observa el comportamiento del VPN y TIR para los Parques Eólicos Genéricos, en los cuales no existen ingresos que superen los costos de inversión, operación y mantenimiento en el tiempo, lo cual también se ve reflejado en una TIR menor que la tasa de descuento para la evaluación considerada e igual al 10%. Para el caso del Proyecto Sogamoso, los resultados de la operación aislada e integrada se presentan en la Fig. 29, obteniéndose un beneficio hasta de 2% en la TIR con un parque de 400 MW.

Teniendo en cuenta la diferencia de energías medias y firmes obtenidas de la operación integrada, los ingresos adicionales obtenidos se incluyeron en los ingresos anuales de los Parques Genéricos y se le restaron al Proyecto Sogamoso. Los resultados se presentan en la Fig. 30 y Fig. 31. En la Figura. 31 se observa que para los parques entre 100 MW y 400 MW se presentan VPN mayores que cero y TIR por encima de la tasa de descuento. Para las consideraciones financieras supuestas, para tamaños menores la energía firme adicional no alcanza a cubrir los costos

asociados aunque la energía secundaria no varíe significativamente. Adicionalmente para parques mayores a 400 MW se prevé que aunque haya un aumento de energía firme, la energía secundaria perdida disminuirá los beneficios obtenidos en la operación integrada.

Es de aclarar que existen desventajas de la operación conjunta en cuanto a la variación interanual de los precios del mercado, los cuales se asocian completamente al comportamiento del ciclo hidrológico nacional. Al operar conjuntamente la energía mensual del sistema integrado se comporta al sistema hídrico convencional, caso contrario cuando se operan los Parques Eólicos por separado, los cuales entregan su mayor energía mensual cuando el precio está más alto, durante las épocas de sequía en ciclo hidrológico nacional. Los cálculos indican una correlación de 0,3 entre las energías medias mensuales de un Parque de 20 MW con la serie de precios tomados del Plan de Expansión de referencia, mientras que para la serie de energías medias mensuales de la operación integrada con igual capacidad instalada eólica es de -0,5.

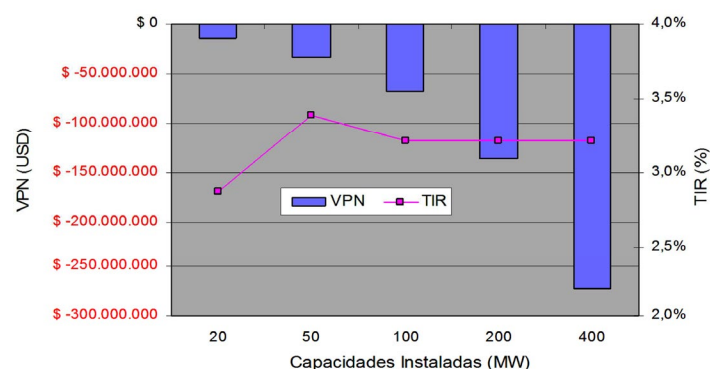


Figura 28. Variación VPN y TIR para los diferentes Parques Eólicos Genéricos

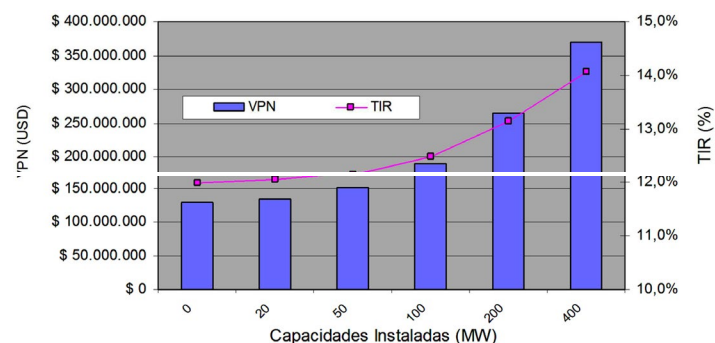


Figura 29. Proyecto Sogamoso: Variación VPN y TIR, operación integrada con beneficios.

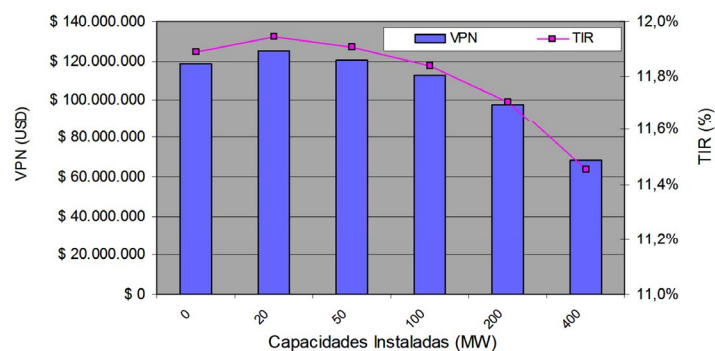


Figura 30. Proyecto Sogamoso: Variación VPN y TIR, operación integrada sin beneficios

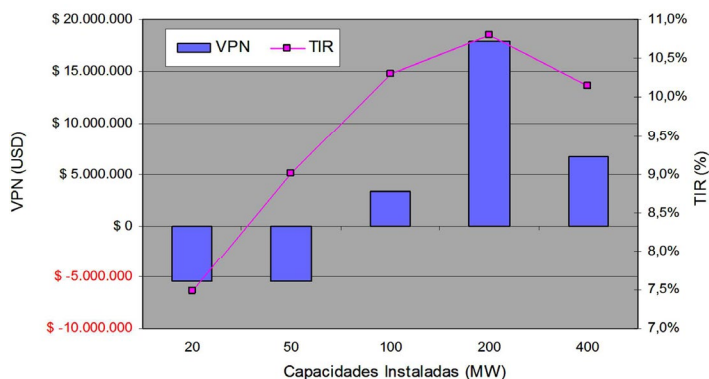


Figura 3 I. Variación VPN y TIR para los diferentes Parques Eólicos Genéricos con beneficios de operación integrada.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La Guajira Colombiana presenta un ciclo diurno claramente definido con los máximos entre las 15:00 y 16:00 horas, y los mínimos en horas de la madrugada entre 03:00 y 05:00 horas.

El ciclo anual de la velocidad del viento está relacionado con los períodos de precipitación y sequía directamente influenciadas por la Zona de Convergencia Intertropical – ZCIT, la cual solo pasa una vez al año por el sitio de estudio, lo cual se refleja en un ciclo anual unimodal en la velocidad del viento.

El análisis espectral de las series mostró los ciclos diario y anual, y se visualizaron picos que indican el impacto en la zona del Evento ENSO El Niño y el posible aumento de las velocidades. Tanto la estación Puerto Bolívar como la estación virtual del Reanálisis presentaron dichos aumentos en la época de mayores vientos dentro del ciclo anual, en el trimestre JJA y corroborados por las correlaciones trimestrales. Los datos virtuales del Reanálisis (NCEP/NCAR) se ajustan en buena medida a la información real recopilada en superficie. Resultados importantes para la extrapolación de series de viento que permitan la evaluación en interanual de Parques Eólicos.

La dirección en el sitio es predominantemente zonal NE – E, explicada por la presencia de los vientos Alisios del este. No hay cambios en la dirección del viento durante el año, sin embargo, se encontró que a medida que nos trasladamos hacia el interior la componente meridional toma mayor importancia.

Las mayores correlaciones trimestrales se observan cuando la velocidad es mayor, en el trimestre JJA y para similar trimestre del índice ONI, en el trimestre JJA se presentan valores altos en el precio de la energía. Se verificó a partir de las estaciones de Puerto Bolívar, Reanálisis y Ernesto Cortizos, que la velocidad aumenta durante El Niño entre agosto y noviembre (aumento hasta en 12%) y disminuye entre enero y mayo. Durante La Niña, la velocidad aumenta entre enero y junio en un 4% con relación a los valores promedios. Durante La Niña, las mayores velocidades se presentarán en horas de la noche cuando aumenta la demanda horaria de energía eléctrica en el país. Lo anterior podría estudiarse dentro de un contexto de análisis de complementariedad intradiaria de los recursos en cuestión.

El cálculo de la producción energética extendido con información mensual de estaciones como Puerto Bolívar y el nodo del Reanálisis NCEP / NCAR provee información que se ajusta al Parque Eólico Jepirachi, y es en primera medida una aproximación aceptable,

a pesar que no considera muchos elementos que utilizados por los Software especializados. El análisis de las series históricas de producción de energía de las centrales hidroeléctricas de ISAGEN, no presenta una correlación directa con la producción energética de Parques Eólicos genéricos de igual capacidad instalada. La serie del Reanálisis presenta mayores correlaciones con los caudales. Disminuye su correlación con los caudales mensuales de norte a sur, en relación con los sitios de interés; es decir, Sogamoso que es el sitio más al norte tiene la mayor correlación -0,55 y Amoyá -0,12, la que se encuentra ubicada más al sur de los sitios de interés.

El análisis aislado de Parques Eólicos genéricos que producen la misma energía media de los proyectos hidroeléctricos Sogamoso y Amoyá refleja complementariedad en los momentos donde los períodos de verano afectan la hidrología afluente. La simulación integrada de parques eólicos genéricos de tamaños: 20 MW, 50 MW, 100 MW, 200 MW y 400 MW con el proyecto Sogamoso permite obtener una mayor energía firme dado a que la generación eólica entra en la base y baja la meta exigida al proyecto, aumentando dicha energía. Lo anterior ofrece beneficios financieros para los Parques Eólicos.

Se observa que la complementariedad aporta beneficios que bajo una simulación con tamaños representativos de Parques Eólicos se aumenta la viabilidad y la futura inclusión de dichos Parques dentro del Mercado. Lo anterior soportaría la necesidad que la regulación y normatividad existente evolucionen hacia la participación de las fuentes renovables no convencionales dentro de la canasta energética. Se encontró que para los parques entre 100 MW y 400 MW se presentan VPN mayores que cero y TIR por encima de la tasa de descuento. Para tamaños menores la energía firme adicional no alcanza a cubrir los costos asociados, aunque la energía secundaria no varíe significativamente. Adicionalmente para parques mayores a 400 MW se prevé que aunque hay un aumento de energía firme, la energía secundaria perdida disminuirá los beneficios obtenidos en la operación integrada.

Se verificó que las generaciones de los parques eólicos se verían beneficiados con el aumento de precios en épocas de sequía y que en operación integrada, a pesar que se gana la energía firme se pierde la oportunidad de tener mayor energía cuando los precios están más altos. Por lo anterior la evaluación financiera deberá realizarse a nivel mensual para analizar este comportamiento. Los cálculos indican una correlación de 0,3 entre las energías medias mensuales de un parque eólico de 20 MW con la serie de precios considerados, mientras que para la serie de energías medias mensuales de la operación integrada con igual capacidad instalada eólica es de -0,5.

RECONOCIMIENTOS

A ISAGEN S.A. E.S.P, por facilitar la información y los datos necesarios para adelantar este trabajo investigativo, especialmente al Ingeniero Luis Posada y al Agrólogo Javier Méndez por brindar la oportunidad de participación en los proyectos eólicos que actualmente desarrolla ISAGEN.

A los profesores I.C. MSc. Phd. Germán Poveda y I.C. MSc. Phd. Oscar Mesa, por su asesoría y tutoría durante la elaboración y el fundamento teórico de la investigación. Al Ingeniero William Ángel, por su orientación técnica en el desarrollo de las simulaciones energéticas.

REFERENCIAS

- [1] BERRY, Trent; JACCARD, Mark. The renewable portfolio standard: design considerations and an implementation survey. *Energy Policy* 29 (2001) 263-277. Julio del 2000.
- [2] REN21., Renewables 2011 - Global Status Report. REN21, Secretariat Paris, 2011. Informe descargado en línea, sitio WEB: www.ren21.net. Consultado el 24 de julio de 2011.
- [3] JOSELIN, Herbert G.M., INIYAN S., A review of wind energy technologies. Agosto de 2005.
- [4] PRYOR, S.C.; BARTHELMIE, R.J. Climate change impacts on wind energy: A review. Atmospheric Science Program, College of Arts and Sciences, Bloomington 2009.
- [5] UPME – Plan de Expansión de Referencia 2009-2023. www.upme.gov.co
- [6] ACOLGEN - Expansión de la Energía Eléctrica Colombiana 2012 - 2018, 2009.
- [7] TREMBLAY, A., SCHETAGNE, R. 2006. The Relationship Between Water Quality and Greenhouse Gas Emissions in Reservoirs. *International Journal on Hydropower & Dams*, 13(1):103-107.
- [8] TREMBLAY, A., L. VARFALVY, C. ROEHM and M. GARNEAU. 2004. The issue of greenhouse gases from hydroelectric reservoirs: from boreal to tropical regions. In: *Proceedings of the United Nations Symposium on Hydropower and Sustainable Development*. Beijing, China, October, 2004.
- [9] Cambio Climático 2007 – Informe de Síntesis. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, 2008.
- [10] UPME – Plan de Expansión de Referencia 2009-2023. www.upme.gov.co
- [11] XM. Informe Especial Resolución CREG 135/97 - Noviembre 2009. <http://www.xm.com.co/Pages/HistoricodelInformesEspeciales.aspx>. Consultado el 25 de febrero de 2010.
- [12] ISAAC, Idi Amin. Energía Eólica en Colombia: Implicaciones para la Transmisión y la Operación. Foro de Energía Eólica. Medellín. Julio 2009.
- [13] LIU, Timothy; TANG, Wenqing and XIE, Xiaosu. Wind Power Distribution Over the Ocean. *Geophysical Research Letters*. Vol. 3. Julio de 2008.
- [14] POVEDA, Germán. La Hidroclimatología de Colombia: Una síntesis desde la Escala Inter- decadal hasta la Escala Diurna. *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias*, Vol. 28 (107), 201-222. , 2004.
- [15] UPME. Las Energías Alternativas y la Cogeneración y Autogeneración en Colombia. 4. Encuentro de Uso Racional de Energía UPME – ANDI. Bogotá, Diciembre 2008.
- [16] VERGARA, Walter, DEEB, Alejandro, TOBA, Natsuko, CRAMTON, Peter, LEINO, Irene. Wind Energy in Colombia – A Framework for Market Entry. Banco Mundial, 2010.
- [17] FRANCO, Juan Felipe; DYNER, Isaac. Evaluación de un Portafolio de Generación de Electricidad, utilizando Dinámica de Sistemas. *Energética* 32. Diciembre 2004.
- [18] BELANGER, Camille; GAGNON, Luc. Adding wind energy to hydropower. *Energy*. Les Consultants LBCD inc. Rene-Levesque W. *Energy Policy* 30. Canadá 2002.
- [19] ODILON, A. C: do Amarante; SCHULTZ, Darío J.; BITTENCOURT, Rogério M. y ROCHA, Nelson A. Wind/Hydro complementary seasonal regimes in Brazil. 2001 *DEWI Magazine* 19.
- [20] MEJÍA, F, MESA, O., POVEDA, G., VÉLEZ, J., HOYOS, C., MANTILLA R., BARCO, J., CUARTAS, A., MONTOYA M., y BOTERO, B. Distribución Espacial y Ciclos Anual y Semianual de la Precipitación en Colombia. *DYNA*, No. 127, 7-24, Agosto, 1999.
- [21] Ruiz Ochoa, Mauricio Andrés and Bernal Franco, Gladys. Variabilidad estacional e interanual del viento en los datos del Reanálisis NCEP/NCAR en la cuenca Colombia, mar Caribe. *Avances en Recursos Hidráulicos* (20). 2009. ISSN 0121-5701.
- [22] Revista Empresas Públicas de Medellín. Volumen 15. Enero – Junio de 2004.
- [23] INTERNATIONAL STANDARD IEC 61400-1, Third edition, Wind turbines – Part 1: Design requirements, 2005.
- [24] WindPro Web <http://www.emd.dk/WindPRO/Frontpage>
- [25] WASP Web: http://www.risoe.dtu.dk/da/WAsPaspx?sc_lang=en
- [26] Presentación ISAGEN dentro del Foro - LAWEA: “Elementos para el desarrollo de la energía Eólica en Colombia”, julio de 2009.
- [27] Resolución Ministerio de Minas y Energía No. 180947 de junio de 2010
- [28] UPME – ICONTEC, Foro Contexto y Normalización de la energía eólica y solar en Colombia. Bogotá, Noviembre 2008. Experiencias en el Desarrollo de Proyectos de Energía Eólica – Parque Eólico Jepirachi EPM.



Su empresa puede estar aquí

y ser vista en toda Latinoamérica

Contacto:

Lic. M^a Fernanda Falcone

Asistente de Comunicación

Comisión de Integración Energética Regional - CIER

Blvr. Gral. Artigas 1040 - C.P.: 11300

Montevideo, Uruguay

Tel.: (+598) 2709 0611* int. 27

Fax: (+598) 2708 3193

www.cier.org.uy

ffalcone@cier.org.uy