



a) Reto

¿Cómo se podría tener un registro confiable de la disponibilidad y consumo de energía, bajo los requerimientos establecidos por la normativa vigente, resolución CREG 701 007 del 2022, que permita medir y evaluar la generación de energía, su disponibilidad, los hábitos de consumo y la operación de los diferentes equipos de los SSFVI (Sistema Solar Fotovoltaico Individual)?

b) Objetivo estratégico

(¿Cómo se alinea con la estrategia empresarial)

- Mejorar la viabilidad y factibilidad de los proyectos de energía solar.
- Asegurar el cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos con una operación transparente, segura y confiable en las actividades del sector en La Guajira
- Aportar a la transición energética del país.
- Aportar al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) orientados a energía en el país y la región.
- Aumentar la disponibilidad y calidad del servicio.

c) Antecedentes y problemáticas

(¿Qué ha sucedido que se está generando un problema? ¿Qué se ha realizado previamente en la compañía, hay algún proyecto en curso? Detalla las iniciativas ya realizadas que dan información de éxitos y fracasos).

La resolución 701 007 de la CREG surge con el fin de complementar el marco regulatorio aplicable a las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI), con el objeto de promover que las relaciones entre los agentes del sector se realicen de manera más armónica y eficiente, y garantizar la prestación del servicio a los usuarios finales.

De manera general, de acuerdo con el numeral 22 del artículo 5 de la Ley 1715 de 2014 se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional, SIN. Estas zonas de Colombia comprenden 1.769 poblaciones, equivalente al 53% del territorio nacional, de las cuales 110 cuentan con servicio de telemetría (IPSE, 2022), el cual se encuentra actualmente a cargo del Centro Nacional de Monitoreo, administrado por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas, IPSE.



Adicionalmente, las ZNI se caracterizan por tener población dispersa y de bajos ingresos, con restricciones en infraestructura vial y de servicios públicos domiciliarios. Así mismo, las regiones donde se encuentran ubicadas estas zonas son heterogéneas, presentándose diferencias en el número de usuarios, la infraestructura para la prestación del servicio de energía eléctrica, el costo de transporte del combustible, los potenciales de generación, en los pisos térmicos, entre otros.

En las zonas rurales no interconectadas de La Guajira, el sistema con el que se presta el servicio energético es bastante tradicional. La zona cuenta con contadores que funcionan de forma prepago de cara a los usuarios finales, es decir, recargas continuas por servicio consumido, esto debido a que el sistema cuenta con una capacidad de generación limitada. Los datos de estos medidores son tomados por personas capacitadas con el fin de tener los registros de consumo y la generación de energía prestada. Sin embargo, estas zonas son de difícil acceso por lo que los sistemas de recolección de datos resultan inadecuados. Teniendo en cuenta la nueva normativa vigente, es necesario implementar nuevos sistemas de medición independiente cuya función sea almacenar y capturar la información del medidor de la disponibilidad energética.

Actualmente, casi el 90% de las soluciones individuales de Helios trabajan sobre un medidor prepago de doble cuerpo JOY 111 que cumple con la certificación de la ONAC e incluyen la comercialización prepagada. El medidor cada 15 minutos registra el voltaje y los consumos de energía con una capacidad de almacenamiento de dos meses.

La disponibilidad que se busca medir en este reto se define como la energía que pudo consumir el usuario. Es decir, la energía disponible para consumo en el sistema sin importar si fue consumida o no. Para realizar esta medición se presentan varios casos en los que se determina el cómo se realiza la toma de estos datos. En caso de que el usuario no haya consumido energía es necesario medir el estado de la batería y con esto se certifica la disponibilidad energética ya que la batería contaba con carga. Como último escenario cuando no hay batería se censa el voltaje y corriente que viene de los paneles.

De acuerdo con el diagrama unifilar del anexo 1 la potencia de estos sistemas está por debajo del kilovatio y tienen una configuración de 700, 710, 800 y 840 dependiendo de la geolocalización del sitio. Además, se cuenta con paneles mayores a 500 y menores a los 1000 vatios. La medición de disponibilidad se obtiene conectándose al medidor, tomando información por modbus de los registros de consumos y verificando la existencia del voltaje, es decir garantizando que el inversor este trabajando porque es la única manera de certificar que el usuario pudo consumir energía.

Los sensores son tipo Shutt o CTs, entre otros, que censan las baterías SNES, corriente y voltaje. En caso de no haber consumo, este registro se realiza por hora para determinar el estado y la capacidad de la energía.



En caso de que la batería se dañe se certifica por los paneles solares y se conecta al voltaje y corriente a ver si está generando energía. El controlador e inversor también contienen esta información. Sin embargo, se descarta ya que no son de la misma marca y no es posible establecer una salida de información unificada, entre las marcas que se tienen son casco y teys. Además, de que algunos de estos inversores no cuentan con puertos de comunicación por lo que es complicado establecer la tabla de datos.

Estos medidores se espera que tengan forma de acceso local o remoto, ya sea un puerto comunicación gprs, local cable o entrada USB o bluetooth, dado que en estas zonas no interconectadas no es posible el manejo a larga distancia porque no hay conexión celular por falta de cobertura.

d) Tendencias tecnológicas

Alrededor del mundo los sistemas eléctricos se encuentran en constante evolución permitiendo la formación de redes eléctricas inteligentes que brindan altos niveles de disponibilidad, eficiencia, confiabilidad y sobre todo ambientalmente sostenibles permitiendo el desarrollo productivo y mejorando la calidad de vida de la población.

Los fabricantes a nivel mundial implementan diferentes tecnologías de telecomunicaciones en sus equipos con la finalidad de llegar a todos los mercados y cumplir con las necesidades y los requerimientos de cada sector, sea residencial o industrial.

En los Estados Unidos marcas como Landis+Gyr son líderes en ventas de medidores eléctricos inteligentes. Sin embargo, los requerimientos para medición inteligente son: alta confiabilidad, vida útil, **interoperabilidad**, rentabilidad, seguridad, consumo mínimo de energía, bajos costos de instalación y mantenimiento.

Para realizar medición inteligente se pueden emplear diferentes tipos de tecnologías de telecomunicaciones de acuerdo con el área de aplicación y al canal de transmisión. Los tipos de arquitecturas de comunicación que son empleadas en la medición inteligente de redes en sistemas AMI son componentes de campo, componentes back office y componentes de comunicaciones. Los medios guiados para realizar telecomunicaciones incluyen la red telefónica pública conmutada (PSTN), PLC portadora en la línea de alimentación, Ethernet y cable módems. Los medios no guiados para realizar telecomunicaciones incluyen ZigBee, infrarrojos, RFID y GSM / GPRS / CDMA celular.

Sin embargo, en el caso específico de la Guajira estos tipos de sistemas guiados por telecomunicaciones no es viable debido a que en estas zonas no interconectadas no se cuenta con estas redes de interconexión.



Generalmente, la estandarización de la infraestructura AMI incluye la estandarización de los protocolos de comunicación AMI y los modelos de información de AMI. En los últimos años, el objetivo de la estandarización de los protocolos de comunicación con AMI se ha desplazado gradualmente desde el nivel físico al nivel de aplicación. Los problemas en redes inteligentes se deben a la interoperabilidad entre sistemas, ya que la transmisión de datos se efectúa a través de diversas redes y sistemas de comunicación. Bajo el presente contexto, la interoperabilidad se convierte en una cuestión crucial, permitiendo que la infraestructura y la información se reúnan en un sistema interoperable e integrado facilitando el intercambio fluido de datos sin la intervención del usuario. El objetivo más importante de la interoperabilidad es proporcionar capacidad plug-and-play, donde se configuran los componentes y el sistema automáticamente comenzando a operar con sólo conectar en el sistema principal. Aunque el concepto es simple, la ejecución de plug-and-play no es fácil y en muchas situaciones llega a ser complejo y poco práctico especificar una interfaz estándar entre dos sistemas diferentes.

e) Público objetivo (Potencial solucionador)

- Compañías EPC - Engineering, procurement, and construction -
- Grupos de investigación fundamentalmente ingeniería electrónica, eléctrica y comunicaciones

f) Impactos esperados

1. Medir por hora de la disponibilidad de energía suministras para las personas que habitan en zonas interconectadas
2. Identificar hábitos de consumo de energía para optimizar el uso de los sistemas y ampliar la vida útil de los equipos.
3. Medir el 100% de consumo de energía por cada hogar.
4. Reducir el porcentaje de personas y/o familias que se quedan sin energía por falta de recargas energéticas
 - a. Mejorar la eficiencia del sistema, ya que al conocer los hábitos de consumo de los usuarios es posible implementar políticas de eficiencia energética que ayuden a mejorar el funcionamiento del sistema.
5. Incrementar el número fallos identificados de los sistemas con el propósito de brindar mayor seguridad y confiabilidad a los usuarios, como también reducir los costos de operación y administración.
 - a. Aumento en la calidad del servicio que presta los SSFVI, ya que, al monitorear el funcionamiento del sistema, se puede prever posibles fallos de los sistemas, dando mayor seguridad y confiabilidad, además de reducir los costos de operación y administración.



g) Restricciones

Anexo 1. Normatividad Resolución CREG 701 007 del 2022

h) PDS

Atributos de la solución

Back- end

Funcionalidades:

1. Registro y Almacenamiento de mediciones eléctricas de tensión y corriente directa en la parte de generación (Paneles Solares) y almacenamiento (batería).
2. Registro de la energía activa bidireccional, capturada cíclicamente en intervalo de quince (15) minutos, es decir una gestión de medición de Corriente Alterna hecha por un medidor certificado.
3. Registro de eventos de ausencia de tensión o corriente.
4. Registro de temperaturas dentro del gabinete de equipos.
5. Posibilidades de comunicación remota y local del dispositivo, la cual puede ser Tarjeta Inteligente sin contacto (TISC), Celular, WiFi, Bluetooth o USB.
6. Amplia capacidad de almacenamiento de datos.
7. Cifrado y encriptación de datos.

Front-end

Funcionalidades:

1. Visualización del consumo de energía diario y mensual
2. Alertas por agotamiento de energía acumulada (consumo y generación/almacenamiento).
3. Diagrama Unifilar del SSFVI con inclusión proyectada del equipo requerido.
(Anexo 2. Diagrama Unifilar del SSFVI con inclusión proyectada del equipo requerido)



Anexo 1. Normatividad Resolución CREG 701 007 del 2022

De acuerdo con la resolución CREG 701-007 del 2022, las características del equipo deben cumplir con los siguientes requerimientos:

Componentes del sistema de medición, algunos o todos:

- a) Un medidor de energía activa.
- b) Un medidor de energía reactiva. Este medidor puede estar integrado con el medidor de energía activa.
- c) Los medidores de los literales a) y b) deben cumplir con las siguientes condiciones: i) ser de estado sólido, ii) tener una memoria no volátil para el almacenamiento de datos local
iii) tener la posibilidad de descargar la información almacenada localmente a través de un dispositivo de mano u otro dispositivo y iv) permitir el registro horario de la producción y transporte de energía de cada Mercado Relevante de Comercialización, en el primer minuto de cada hora.
 - d) Transformadores de corriente. Según las características técnicas de la instalación.
 - e) Transformadores de tensión. Según las características técnicas de la instalación.
 - f) Cableado entre los transformadores y el medidor o sistema de medición que permite conducir las señales de tensión y corriente.
 - g) Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos.
 - h) Un sistema de almacenamiento de datos constituido por equipos registradores, que acumulan y almacenan los valores de energía medidos.
 - i) Dispositivos de interfaz de comunicación que permitan la interrogación local, remota y la gestión de la información en los términos previstos en la presente resolución.
 - j) Bloques de borneras de prueba o elemento similar que permita separar o reemplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibrar in situ los medidores y realizar las pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición.

***P1:** medidores bidireccionales en los puntos de medición en los que se presenten o se prevean flujos de energía en ambos sentidos

Los componentes del sistema de medición deben contar con un **certificado de conformidad** de producto expedido por una entidad acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, ONAC.

Los elementos del sistema de medición deben ser **calibrados** antes de su puesta en servicio en laboratorios acreditados por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, ONAC, sin superar el plazo entre la fecha de calibración y puesta en servicio, según lo señalado:



***P2:** para calibraciones in situ, estas deben ser ejecutadas por organismos acreditados por el ONAC.

ELEMENTO	PLAZO (MESES)
Medidor electromecánico de energía activa o reactiva	6
Medidor estático de energía activa o reactiva	12

***P3:** Son admitidas las calibraciones realizadas en laboratorios acreditados por organismos con los cuales el ONAC tenga acuerdos de reconocimiento.

Requisitos de los Sistemas de Medición:

1. Ser diseñados y especificados teniendo en cuenta las características técnicas y ambientales de los puntos de conexión en donde se encuentren.
2. Contar con el tipo de conexión acorde con el nivel de tensión y el consumo o transferencia de energía que se va a medir:

Tipo de puntos de medición	Consumo, producción o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
1	$C = 15.000$	$CI = 30$
2	$15.000 > C = 500$	$30 > CI = 1$
3	$500 > C = 50$	$1 > CI = 0,1$
4	$50 > C = 5$	$0,1 > CI = 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$

3. Certificados de conformidad de producto de los elementos que lo conforman.
4. Cumplir con los Índices de Clase, Clase de Exactitud y error porcentual total máximo que se establecen a continuación:

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa
1	0,2 S
2 y 3	0,5 S
4	1
5	1 ó 2

La Clase de Exactitud para los transformadores de medida corresponde a definida en las normas IEC 61869-5, NTC 2205, NTC 2207 y NTC 4540 o sus equivalentes normativos de la CEI.

El error porcentual total máximo (en módulo y fase), a un factor de potencia 0.9, introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables y demás accesorios ubicados entre los circuitos secundarios de los transformadores de tensión y el equipo de medida, no debe superar el 0,1%. El cálculo de este error deberá estar documentado en para cada sistema de medición.



5. Contar con lineamientos de seguridad física e informática para la protección de la información.
6. Requisitos para la lectura, interrogación y reporte de la información:
 - a) Los medidores deben contar con un dispositivo de intercambio de información que permita la descarga local de las mediciones realizadas y de los parámetros configurados en el medidor, además de un sistema de visualización de las cantidades registradas, así como, la fecha y hora. El sistema de visualización puede o no estar integrado a los medidores.
 - b) Cada medidor debe contar con la infraestructura necesaria que permita la lectura remota de la información.
 - c) El procedimiento de interrogación remota de los medidores, el procesamiento y consolidación de las lecturas en las bases de datos del CNM o quien haga sus veces debe realizarse de manera automática.
 - d) El almacenamiento de los datos registrados en el medidor debe ser como mínimo de treinta (30) días con intervalo de lectura cada sesenta (60) minutos, incluyendo la etiqueta de tiempo.
 - e) Los Generadores y Distribuidores en ZNI deben almacenar los datos registrados por los medidores en cada Mercado Relevante de Comercialización, al menos por los dos (2) años inmediatamente anteriores al día de la lectura. La información debe estar disponible para su comprobación por parte de las autoridades competentes.
 - f) Monitorear la condición de encendido y apagado de cada central de generación de energía para cada Mercado Relevante de Comercialización, además deberá detectar fallas, verificar conexión y variables de energía sincronizadas en el tiempo.

***P3:** Para las soluciones individuales se debe reportar y almacenar la siguiente información:

- i. Energía activa bidireccional, capturada cíclicamente en intervalo de quince (15) minutos.
 - ii. Potencia activa máxima, cíclica cada veinticuatro (24) horas.
 - iii. Registro de eventos de ausencia de tensión.
7. Contar con facilidades de procesamiento de información algoritmos o software, necesarios para la interrogación y el envío de la información.
 8. El valor registrado por los equipos de medida debe estar expresado en kWh para energía activa y kVArh para energía reactiva.



Instalación del Sistema de Medición.

1. Instalados por personal calificado de acuerdo con lo establecido en los reglamentos técnicos y en el tiempo establecido por la ley y la regulación.
2. Cumplimiento de normas técnicas nacionales o internacionales aplicables. - RETIE
3. Deben instalarse en la ruta más directa, con el mínimo posible de conexiones y cables, considerando las características técnicas del punto de conexión.
4. Deben instalarse en una caja de seguridad u otro dispositivo similar tal que estén protegidos contra condiciones climáticas, ambientales, o manipulaciones y daños físicos que afecten el correcto funcionamiento del medidor. Adicionalmente, los cables de conexión deben marcarse y protegerse contra daños físicos.
5. Los sistemas de medición que emplean medición semidirecta o indirecta deben contar con bloques de borneras de prueba.

Reposición de elementos del Sistema de Medición.

Es obligación del Generador o Comercializador en ZNI, asegurar el reemplazo de los elementos del sistema de medición en los siguientes casos:

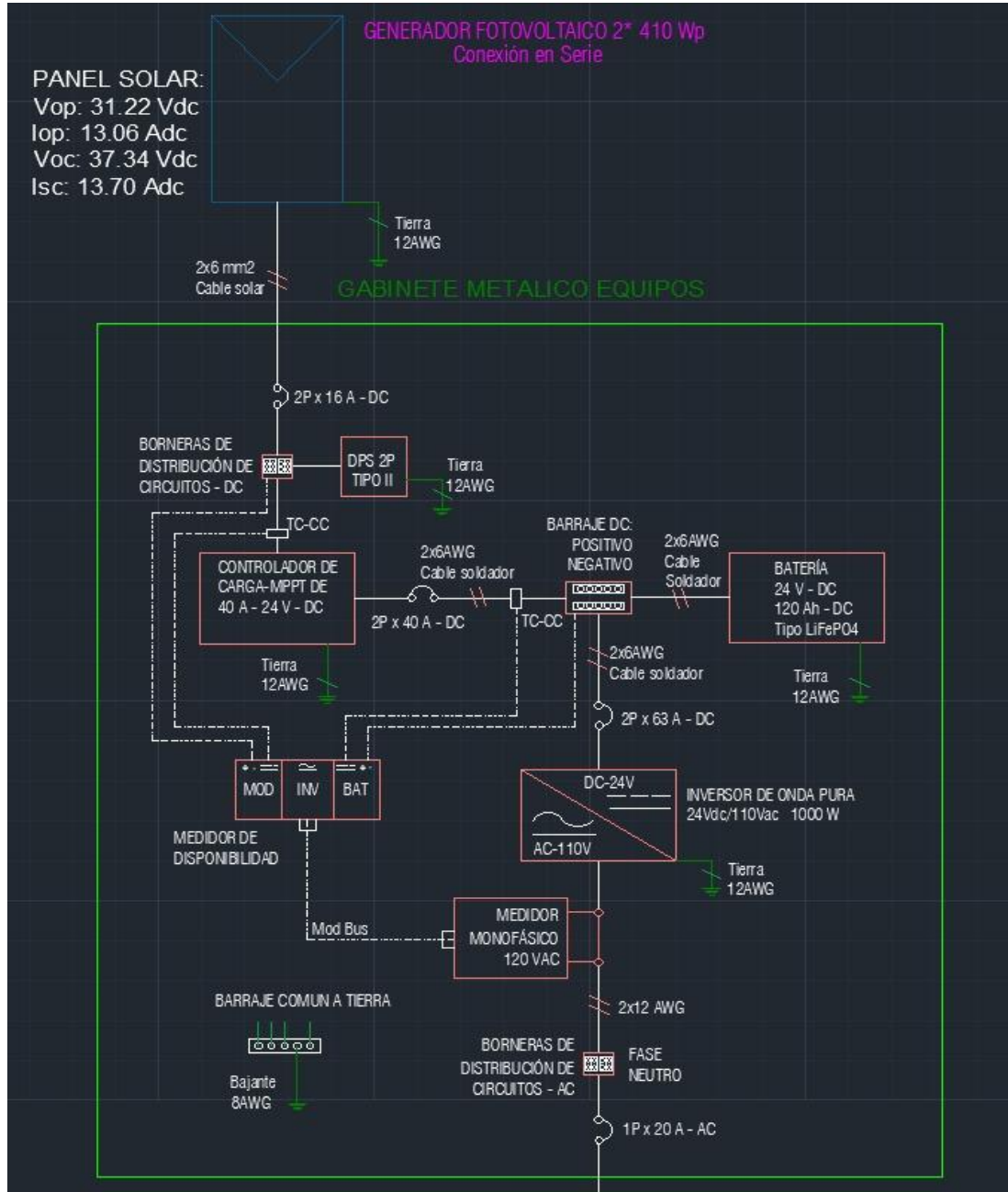
1. Por falla, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar los consumos y no sea posible la reparación o ajuste del elemento. (se determina mediante calibración) Por hurto.
2. Cuando el desarrollo tecnológico ponga a disposición instrumentos de medida más precisos.
3. Por mutuo acuerdo entre el suscriptor o usuario y el comercializador.
4. La empresa prestadora del servicio podrá reemplazar el medidor ante falla o hurto cuando el suscriptor o usuario, pasado un período de facturación, no tome las acciones necesarias para reemplazarlo. El costo asociado al reemplazo deberá ser asumido por el suscriptor o usuario.

Frecuencia de mantenimiento del sistema de medición (responsabilidad del propietario del sistema)

Tipo de Punto de Medición	Frecuencia [años]
1	2
2 y 3	4
4 y 5	10



Anexo 2. Diagrama Unifilar del SSFVI con inclusión proyectada del equipo requerido





Registro Fotográfico Del Interior Del Gabinete De Equipos



60 (5) 3091163

crielaguajira@vertical-i.com



VERTICAL*i*



Rango De Medida De Variables En DC

Variable	Unidad	Min	Max
Tensión de Paneles	V	0	150
Corriente de Paneles	A	0	20
Tensión de Batería	V	0	30
Corriente de Batería	A	-50	50