



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACION

Trabajo Investigativo para optar al título de  
Master en Ciencias en Energías Renovables

Tema:

Estudio sobre el impacto de la variabilidad del recurso eólico y solar en la  
inserción de generación al Sistema Interconectado Nacional

Autor:

Ing. Orlando Porfirio Martín Miranda Paniagua

Tutor:

Msc. Ramiro Arcia Lacayo

Noviembre de 2023

Managua, Nicaragua

## **Dedicatoria**

A la memoria de mi abuela Ofelia López de Paniagua, por su sabiduría y la sublime inspiración en el horizonte de mi vida.

A mis hijas Maite de Jesus Miranda y Abigail Minerva Miranda, por la felicidad que para mi significa su existencia.

A mi madre Silvia Paniagua López, ser que me dio la vida, por su incesante estímulo para seguir adelante y superar los obstáculos que se presentan en este viaje de vida.

## **Agradecimientos**

A mi tutor Master en Ciencias Ramiro Arcia Lacayo por su disponibilidad para acompañarme en la realización de este trabajo.

A la Doctora Elisa Arévalo Cuadra por sus invaluable consejos que dieron forma al presente trabajo.



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
Facultad de Electrotecnia y Computación  
Managua, Nicaragua

**ACTA DE DEFENSA DE TESINA**  
**MAESTRIA EN ENERGIA RENOVABLES**

ACTA. No. 11

Acta de Presentación y Defensa del Trabajo de TESINA sobre "Estudio sobre el impacto de la **variabilidad del recurso eólico y solar en la inserción de generación al sistema interconectado nacional**", presentado por el Ingeniero: **Orlando Porfirio Martín Miranda Paniagua**.

Tutor: MSc. Ramiro Arcia Lacayo.

En la Ciudad de Managua a las 03:00 p.m. del día viernes 10 de noviembre de 2023, se reunieron en la Sala de Usos Múltiples de la FEC de la Universidad Nacional de Ingeniería, los Miembros del Tribunal examinador nombrados por el Decano de la Facultad de Electrotecnia y Computación, con la asistencia del Dr. Napoleón Blanco Orozco, actuando como Presidente, MSc. Sandro Chavarría Condega como Secretario y el MSc. Pedro Pérez Orozco como Vocal, con el objeto de evaluar y discutir el tema de tesina titulado "Estudio sobre el impacto de la **variabilidad del recurso eólico y solar en la inserción de generación al sistema interconectado nacional**", presentado por el Ingeniero: **Orlando Porfirio Martín Miranda Paniagua**.

De conformidad con la Normativa de Tesina vigente, se decide otorgar al Ingeniero **Orlando Porfirio Martín Miranda Paniagua**, la nota Final de: 90 (*noventa*) y la calificación de: Muy bueno, con lo que se dan por aprobados todos los requisitos para que el Ingeniero **Orlando Porfirio Martín Miranda Paniagua**, opte al Título de **Master en Energías Renovables**, con lo que se da por concluido el acto de presentación y Defensa de Tesina. Leída, es firmada por el Tribunal Examinador y el Tesista.

**Ing. Orlando Porfirio Martín Miranda Paniagua**  
Tesista

**Dr. Napoleón Blanco Orozco**  
Presidente

**MSc. Sandro Chavarría Condega**  
Secretario

**MSc. Pedro Pérez Orozco**  
Vocal

## Indice

Resumen	1
Lista de abreviaturas y símbolos	2
Introducción	4
Justificación	6
Objetivos	8
Marco teórico	9
Metodología	18
Resultados	45
Discusión	59
Recomendaciones	62
Conclusiones	64
Bibliografía	65
Anexos	67

## **Resumen**

Esta investigación postula la comprensión de la categoría de variabilidad de la generación de energía eléctrica a base de recursos renovables tanto solares como eólicos y todos los agentes intrínsecamente variables involucrados en este estudio. Los resultados de las variaciones no son valores absolutos sino que estos también cambian de manera dinámica. Este estudio de carácter teórico-práctico desarrolla un método de cálculo orientado por los requerimientos de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica y sustentado en las experiencias adquiridas en el país. Se examina el impacto de la reserva rodante con la inserción de una nueva planta de recursos renovables y se calculan las reservas de potencia eléctrica, para en base a estos cálculos, verificar si éstas reservas cubren las variabilidades y decidir si es viable o no la inserción de la nueva planta en el Sistema Eléctrico de Potencia.

## **Abstract**

This research postulates the compression of the category of variability of the generation of electrical energy based on renewable resources, both solar and wind, and all the intrinsically variable agents involved in this study. The results of the variations are not absolute values but they also change dynamically. This theoretical-practical study develops a calculation method guided by the requirements of the Regional Electrical Interconnection Commission and supported by the experiences acquired in the country. The impact of the rolling reserve is examined with the insertion of a new renewable resource plant and the electric power reserves are calculated, based on these calculations, verify if these reserves cover the variabilities and decide whether the insertion is viable or not of the new plant in the Electrical Power System.

## Lista de abreviaturas y símbolos

ACE	- Error de Control de Área
AGC	- Control de Generación Automática
AEG	- Aerogenerador
CCSDM	- Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo
CRIE	- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
EOR	- Ente Operador Regional
ERV	- Energías Renovables Variables
$ACE_i$	- Valor del Error de Control de Área en un momento determinado
$Dem_k$	- Demanda del sistema eléctrico en un momento determinado
$N$	- Número de aerogeneradores
$P_{AEG}$	- Potencia del aerogenerador
$P_{AGC}$	- Potencia de reserva de un generador en AGC
$P_e$	- Potencia eléctrica de la generación eólica existente
$P_g$	- Potencia de un generador
$P_c$	- Potencia de la carga eléctrica
$P_{AEGmax}$	- Potencia máxima de un aerogenerador
$P_{AEGmin}$	- Potencia mínima de un aerogenerador
$P_{AGC_i}$	- Potencia inyectada por un generador en AGC al sistema
$P_{PV}$	- Potencia de un panel solar
$P_{Emax}$	- Potencia máxima de variación de un aerogenerador
$P_{Emin}$	- Potencia mínima de variación de un aerogenerador
$P_{Smax}$	- Potencia máxima de variación de un panel solar
$P_{Smin}$	- Potencia mínima de variación de un panel solar
$PN_{AGC_i}$	- Potencia nominal de un generador en AGC
$\Delta P_{AEG}$	- Reserva de potencia de un aerogenerador en un día determinado
$\Delta P_{AGC}$	- Incremento o decremento de potencia de los generadores en AGC
$\Delta P_c$	- Incremento o decremento de la carga eléctrica
$\Delta E_{Parque}$	- Banda total de variación de un parque eólico

$\Delta S_{Parque}$	- Banda total de variación de un parque solar
$\Delta P_{PV}$	- Variación total de potencia de un panel solar
$R_{AGC}$	- Reserva total de las máquinas conectadas en AGC
$R_V$	- Total de Variaciones del sistema eléctrico.
$\sigma_{ACE}$	- Desviación estándar de los intercambios de potencia entre áreas de control
$\sigma_{AEG}$	- Desviación estándar de potencia de un aerogenerador
$\sigma_{Eolico}$	- Desviación estándar de la potencia de la generación eólica existente
$\sigma_{Carga}$	- Desviación estándar de las variaciones de la carga eléctrica
$\sigma_{Eneta}$	- Desviación estándar neta de las variaciones de generación eólica existente
$\sigma_{EParque}$	- Desviación estándar de la variación de generación de un parque eólico
$\sigma_{SParque}$	- Desviación estándar de la variación de generación de un parque solar
$\sigma_{PV}$	- Desviación estándar de la potencia de un panel solar
$\sigma_{Solar}$	- Desviación estándar de la potencia de la generación solar existente
$\sigma_{Sneto}$	- Desviación estándar neta de las variaciones de generación solar existente
$\mu_{ACE}$	- Valor medio de los intercambios de potencia entre áreas de control
$\mu_c$	- Valor medio de la potencia eléctrica de la carga del sistema
$\mu_e$	- Valor medio de la potencia eléctrica de la generación eólica existente
$\mu_{PV}$	- Valor medio de potencia de generación de un panel solar
$\mu_S$	- Valor medio de la potencia eléctrica de la generación solar existente

## Introducción

Actualmente, para el sector energético, es cada vez más apremiante la necesidad de los recursos renovables, precisamente porque éstos tienen la cualidad de renovarse de forma natural y a una velocidad superior a la del consumo de los seres humanos. El buen uso y aprovechamiento de estos recursos permite, por un lado, disminuir el gasto de energía de fuentes fósiles, lo cual según el Informe Nacional de Monitoreo de la Eficiencia Energética de Nicaragua, es una prioridad para el país. Y, por otro lado, provocar una menor afectación al medio ambiente ya que no generan residuos y además son ilimitados, en el sentido de que su consumo no los agota.

Si bien, los recursos renovables proporcionan todas estas cualidades también tienen una característica importante de tener en cuenta al momento de su aprovechamiento: La variabilidad. Por ejemplo, la producción de los generadores eólicos y solares es variable e incierta en múltiples escalas de tiempo, y por esta razón, a menudo se les denomina, recursos de energía variable (Du, 2017).

Dentro de esta premisa se inscribe la presente investigación intitulada: **Estudio sobre el impacto de la variabilidad del recurso eólico y solar en la inserción de generación en el Sistema Interconectado Nacional.**

El uso reciente de los recursos renovables, tanto eólico como solar, en las plantas de generación de energía eléctrica de Nicaragua plantea como problema la necesidad de un método de cálculo de la variabilidad del recurso renovable de la planta eléctrica candidata a incorporarse al Sistema Eléctrico de Potencia; de lo cual se ocupa esta investigación.

Pero, además de ofrecer un método de cálculo de variabilidad del recurso renovable, el estudio abarca el impacto de esta variabilidad en el Sistema Interconectado Nacional; ya que, la generación con energías renovables se caracteriza por tener una alta variabilidad. Y, como las plantas de generación eléctrica que aprovechan esos recursos tienen una potencia variable, al formar parte de un parque de generación de un Sistema Eléctrico de Potencia, éste se ve obligado a usar sus reservas de potencia para enfrentar el déficit de generación que causa esta variabilidad.

En cuanto a las plantas de generación con energías renovables, que ya son parte del Sistema Eléctrico de Potencia en Nicaragua, debe señalarse que en su momento presentaron

análisis de variabilidad del recurso renovable, al Centro Nacional de Despacho de Carga CNDC. No obstante, las pautas para realizar ese análisis son relativamente recientes y fueron presentadas por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) en el año 2016.

En relación a la problemática planteada, las principales contribuciones que este estudio ofrece son:

- El método de cálculo de la variabilidad del recurso renovable, fundamentado en los criterios expuestos por la CRIE para evaluar la variabilidad del recurso de las nuevas plantas a base de energías renovables que quieren formar parte del sistema eléctrico.
- El cálculo de la reserva, necesario para asimilar la nueva planta con éstos recursos. Esto último fundamentado en los datos que da el Centro Nacional de Despacho de Carga. Finalmente, en base a lo anterior:
- Determinar si la planta candidata de recursos renovables puede o no formar parte del Sistema Eléctrico de Potencia de Nicaragua.

Las contribuciones anteriormente expuestas mantienen reciprocidad con la experiencia previa realizada del cálculo de variaciones del recurso eólico y las reservas de generación que se necesitaron con la inserción del parque eólico San Lucas de 99 MW donde se tomó en cuenta los criterios de la resolución CRIE-42-2016, en la medida en que estas corroboran el proceso seguido tanto en el plano teórico - práctico como metodológico.

## Justificación

Para estudiar el impacto de la variabilidad del recurso eólico y solar en la inserción de generación al Sistema Interconectado Nacional es indispensable evaluar el impacto de las variaciones de potencia típicas de estos recursos energéticos en la regulación de frecuencia, en el control de voltaje y en la reserva requerida para mantener el balance carga/generación. Así mismo, se debe evaluar la variabilidad del recurso primario de generación.

En Nicaragua debido a la reciente utilización de los recursos renovables en las plantas eléctricas los estudios de variabilidad del recurso renovable que se han realizado hasta el momento, no cuentan con una metodología unificada para su realización. Tampoco se cuenta con estudios sistematizados sobre el impacto de la variabilidad de estos recursos a la hora de abordar la inserción de generación al Sistema Interconectado Nacional.

La variabilidad de los recursos renovables resulta ser una realidad constante y por lo mismo un concepto integrado al corpus categorial de los recursos renovables. De manera que, la variabilidad percibida desde éste ángulo, aparece como un problema con implicaciones teórico-prácticas que demandan de una metodología de dimensiones teóricas y prácticas para su consecuente abordaje.

Es sabido que, en los proyectos eólicos y solares, la disponibilidad de estos recursos puede verse afectada por los factores climáticos, geográficos y estacionales. A su vez, la generación con energías renovables se caracteriza por tener una alta variabilidad, lo que deviene en que las plantas de generación eléctrica que aprovechan esos recursos tienen una potencia variable. El Sistema Eléctrico de Potencia que tiene insertado generación con energías renovables se ve obligado a usar sus reservas de potencia para suplir el déficit que puede causar la variación del recurso. Si bien la demanda del sistema se puede pronosticar diariamente, cabe recalcar que está sujeta a cambios no predecibles que la reserva del sistema tendría que suplir.

Ahora bien, si en un momento dado una planta de energía eólica o solar deja de inyectar potencia eléctrica al Sistema Eléctrico de Potencia, éste debe de actuar de forma rápida para suplir este déficit temporal de potencia y mantener el balance generación/carga. Es decir, el Sistema Eléctrico debe tener la suficiente potencia en reserva con las plantas existentes que usan recursos no variables y pueden inyectar la potencia firme adicional para cubrir la variabilidad del recurso renovable.

En base a lo expuesto, este estudio parte de la necesidad de elaborar una metodología de cálculo de variabilidad del recurso renovable que se fundamente en los criterios expuestos por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE que permita evaluar la variabilidad del recurso de las nuevas plantas candidatas que quieren formar parte del Sistema Eléctrico de Potencia. Y, así mismo, examinar la reserva que se necesita para asimilar la nueva planta de recursos renovables.

Todo esto acredita la implementación de un método que someta a la planta de generación nueva con energías renovables a calcular la variabilidad de su recurso fuente. Lo que da la pauta para conocer que tan confiable es el sistema eléctrico de potencia actual, y así, poder verificar si ésta nueva planta puede ser incorporada al sistema de forma total o parcial.

Con esta metodología de cálculo de variabilidad aplicable a todos los agentes que tienen intrínsecamente esta característica, los Sistemas Eléctrico de Potencia, no solo evalúan la planta candidata, sino que también, pueden evaluarse a sí mismos, y plantearse la necesidad de aumentar sus reservas de potencia eléctrica que les permita a futuro, albergar plantas a base de energías renovables.

## **Objetivos**

### **Objetivo General**

Proponer una metodología para el cálculo de la variabilidad del recurso renovable en la inserción de generación al Sistema Eléctrico de Potencia de Nicaragua.

### **Objetivos Específicos**

Determinar si la planta eléctrica candidata a proponer, puede o no, formar parte del sistema eléctrico de potencia, usando el cálculo de variabilidad del recurso renovable.

Calcular las variaciones de potencia eléctrica de la planta a incorporar mediante la utilización de los datos de generación de energía eléctrica obtenidos vía medición del recurso renovable.

Valorar la correspondencia que tiene lugar entre el déficit de generación ocasionado por la variación del recurso renovable y las reservas de potencia eléctrica, de las plantas generadoras del sistema.

## **Marco Teórico**

La primera consideración teórica, vinculada a la categoría de variabilidad, válida para este estudio es que los recursos renovables, tanto solar como eólico, tienen variabilidad, es decir, no son constantes y presentan variabilidad temporal y espacial, por tanto, la Potencia Eléctrica producida en estas plantas de energía eléctrica a partir de estos recursos es también variable, lo que ocasiona un desbalance en la generación/carga.

Estos recursos de energía renovables, no sólo son variables, como es el caso de la energía solar y eólica, sino que también son estacionales; es decir que, la producción de energía es diferente según la época del año. En el caso de la energía solar es más productiva en los meses de verano y cuando la posición solar respecto al plano terrestre está en el cenit. Mientras que la energía eólica depende del comportamiento anual de los vientos alisios, para el caso de Nicaragua, siendo mayor la velocidad del viento en los meses de noviembre a marzo.

En cuanto a la Reserva Rodante, cantidad de potencia que las plantas de generación pueden inyectar al sistema para mantener el balance generación/carga, no sólo debe de estar disponible por las variaciones de potencia de todas las plantas de energías renovables conectadas al sistema, sino que también, deben suplir todos los déficit y/o excesos de potencia que puedan ocurrir temporalmente en los países vecinos. Como es concretamente el caso de los países de Centroamérica, los cuales están interconectados por medio de una línea de transmisión eléctrica centroamericana SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica Centroamericana).

Para una mejor comprensión teórica del tema, se tiene a bien, presentar a continuación la operativización de los conceptos y categorías propias del mismo;

### **Balance Generación - Carga**

Para suplir la demanda de energía eléctrica en constante cambio de los clientes, los generadores del sistema eléctrico de potencia deben satisfacerla de manera económica y para ello disponen de una función de programación y control de la producción de energía eléctrica. Esta función la proporciona en gran medida un programa de control de generación automática (AGC) que gestionan las máquinas que están dispuestas a disminuir o reducir su producción

según la energía demandada por los usuarios. Los objetivos básicos de la operación del sistema de energía durante las condiciones normales de operación asociadas con AGC son:

1. Hacer coincidir la generación total del sistema con la carga total del sistema.
2. Reducir a cero el Error de frecuencia eléctrica del sistema de regulación.
3. Distribuir la generación del sistema entre las áreas de control para que los flujos netos de área coincidan con los cronogramas de flujo neto de área.
4. Distribuir la generación del área entre las fuentes de generación del área para minimizar los costos operativos del área.

En la Normativa de Operación publicada en La Gaceta diario oficial el lunes 01 de Abril de 2013, el término Reserva Rodante se define como: *“Reserva rotando en caliente requerida para mantener la operatividad y confiabilidad del SIN (Sistema Interconectado Nacional) dentro de los CCSDM, cuyo objeto es mantener en el tiempo real el equilibrio entre generación y consumo y al mismo tiempo las interconexiones internacionales en los intercambios programados”.*

En un Sistema Eléctrico que está en equilibrio con su generación carga, la cantidad producida por sus generadores es igual a la demanda total de todas las cargas del sistema y puede expresarse como:

$$\sum_{i=1}^n P_{g_i} = \sum_{j=1}^m P_{c_j} \quad (1)$$

Donde:

$P_{g_i}$  - Potencia del generador  $i$  al sistema de  $n$  generadores.

$P_{c_j}$  - Demanda de la carga  $j$  del sistema de  $m$  cargas.

Nota: Fuente propia.

La carga del Sistema Eléctrico de Potencia está en constante cambio y para mantener el equilibrio generación/carga los generadores que están ajustados en Control de Generación Automática AGC deben variar la potencia instantáneamente y seguir la carga. La ecuación anterior se reescribe de la siguiente manera:

$$\sum_{i=1}^n P_{g_i} + \Delta P_{AGC} = \sum_{j=1}^m P_{c_j} + \Delta P_C \quad (2)$$

Donde:

$\Delta P_{AGC}$  - Incremento o decremento de las potencia producida por las plantas en AGC.

$\Delta P_C$  - Incremento o decremento de la carga

Nota: Fuente propia.

### Calculo de variaciones de Potencia

Para calcular las variaciones de de potencia de los generadores a base de recursos renovables y los intercambios de potencia entre países, se emplea la distribución normal de probabilidades representada en la Figura 1 y los valores mediante la ecuación:

$$y = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2\sigma^2}(x-\mu)^2} \quad (3)$$

Donde:

$\sigma$  - Desviación estándar.

$\mu$  - Media de los valores.

$x$  - Potencia comprendida entre el valor máximo y mínimo.

Nota: Tomada de Estadística, Murray R. Spiegel, Larry J. Stephens. 4ta. Ed. Colección Schaum. 2009.

La media de los valores de potencia viene dada por la ecuación:

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (4)$$

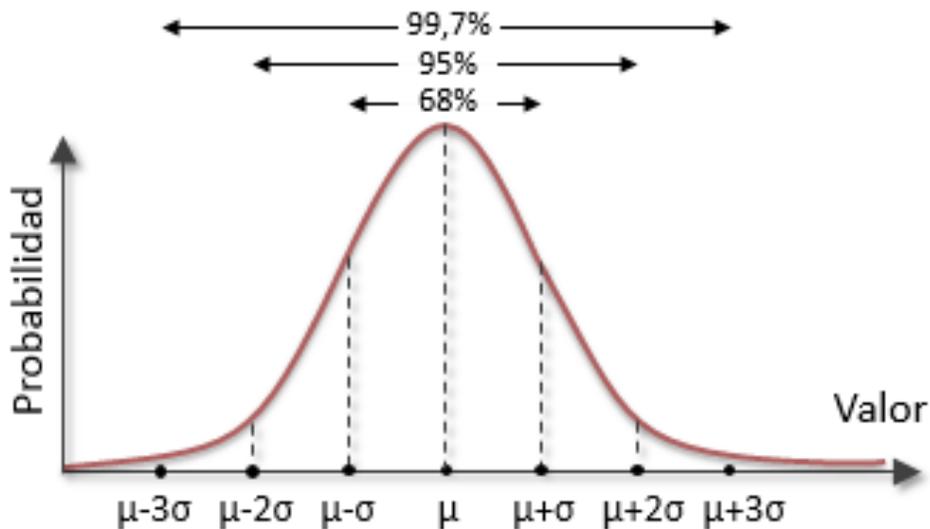
Nota: Tomada de Estadística, Murray R. Spiegel, Larry J. Stephens. 4ta. Ed. Colección Schaum. 2009.

La desviación estándar de los valores de potencia viene dada por la ecuación:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n}} \quad (5)$$

Nota: Tomada de Estadística, Murray R. Spiegel, Larry J. Stephens. 4ta. Ed. Colección Schaum. 2009.

Figura 1. Desviación estándar y distribución normal



Nota: Tomado del sitio web <https://www.matematicas10.net/2017/02/ejemplos-de-distribucion-normal.html>

Como se muestra en la Figura 1, se encuentra que el 68.2% de los casos está comprendido entre  $\mu \pm \sigma$  (una desviación estándar a cada lado de la media), el 95.45% de los casos está comprendido entre  $\mu \pm 2\sigma$  y el 99.73% de los casos está comprendido entre  $\mu \pm 3\sigma$ .

## Variación del Error de Control de Área

Los intercambios de potencia entre países ya sean programados por tiempos determinados, dependiendo de las transacciones entre los diferentes agentes del mercado, o en algunos casos inadvertidos, se denominan Error de Control de Área (ACE). En el caso de Nicaragua que tiene conexiones con Honduras y Costa Rica, a cada uno de estos países se le denomina Área de Control. La potencia que se intercambia puede darse en cualquier dirección. Cuando existe un déficit de generación el ACE es negativo y cuando hay un exceso de generación el ACE es positivo.

Los valores medidos de potencia del Error de Control de Área son almacenados por el CNDC en una serie histórica cada 10 minutos. Los valores del ACE dependen no solo del Área de Control propia sino también de las Áreas de Control vecinas. Para calcular el valor de la variación del ACE de un día seleccionado, se calcula la desviación estándar  $\sigma_{ACE}$  y se traza la distribución normal. Para ello se toman tres variaciones estándar a ambos lados de la media  $\mu_{ACE}$ , para cubrir estadísticamente un 99.7% de las variaciones del ACE como se muestra en la Figura 1 y se puede expresar como  $\mu_{ACE} \pm 3\sigma_{ACE}$ .

## Variación de generación con energías renovables existentes

La importancia de considerar la variabilidad de las plantas con energía renovables existentes en este estudio, es porque su producción de generación está intrínsecamente relacionada con la variabilidad del recurso de su fuente primaria de energía (viento, luz solar, agua en movimiento) lo que genera fluctuaciones en la producción de la planta en toda las escalas de tiempo. La variabilidad es uno de los dos atributos principales que afectan notablemente la planificación y las operaciones del sistema eléctrico de potencia. El segundo atributo es la incertidumbre: la magnitud y el momento de la producción de generación variable son menos predecibles que la generación convencional. (Du, 2017).

La variabilidad del recurso eólico existente se puede estimar estadísticamente utilizando la desviación estándar. Lo que el sistema ve es la carga neta (carga menos la producción de energía eólica). Si la producción de carga y la energía eólica no están correlacionadas, la variación de la carga neta es una combinación simple de la raíz cuadrada media (RMS) de la variación de la carga y la potencia del viento: (Ackermann, 2005).

$$\sigma_{Eneta}^2 = \sigma_{Carga}^2 + \sigma_{Eolico}^2 \quad (6)$$

Donde:

$\sigma_{Eneta}$  - Desviación estándar de la variación neta del recurso eólico existente.

$\sigma_{Carga}$  - Desviación estándar de la variación de la carga.

$\sigma_{Eolico}$  - Desviación estándar de la variación del recurso eólico existente.

Cuanto mayor sea el área en cuestión y cuanto mayor sea la fluctuación de carga inherente en el sistema, mayor será la cantidad de energía eólica que se puede incorporar al sistema sin aumentar las variaciones. El requisito de reserva se puede expresar como tres veces la desviación estándar ( $\pm 3\sigma$  Cubre el 99.7% de las variaciones de una distribución normal). Aplicando la raíz cuadra a ambos miembros:

$$\sigma_{Eneta} = \sqrt{\sigma_{carga}^2 + \sigma_{Eolico}^2} \quad (7)$$

El aumento incremental de la combinación de las variaciones de carga con variaciones de viento es:

$$\text{Variaciones por Eólico Existente} = 3 \left( \sigma_{Eneta} - \sigma_{Carga} \right) \quad (8)$$

Tomada de Ackermann, 2005

Para calcular la variación del recurso solar existente, las ecuaciones de Ackerman son igualmente válidas. Haciendo una analogía para los sistemas solares, la variación de la carga neta es una combinación simple de la raíz cuadrada media (RMS) de la variación de la carga y la radiación solar, por tanto la ecuación (6) se puede reescribir:

$$\sigma_{Sneto}^2 = \sigma_{carga}^2 + \sigma_{Solar}^2 \quad (9)$$

Donde:

$\sigma_{Sneto}$  - Desviación estándar de la variación neta del recurso solar existente.

$\sigma_{Carga}$  - Desviación estándar de la variación de la carga.

$\sigma_{Solar}$  - Desviación estándar de la variación de recurso solar existente.

Por tanto:

$$\sigma_{Sneto} = \sqrt{\sigma_{carga}^2 + \sigma_{Solar}^2} \quad (10)$$

$$\text{Variación por Solar Existente} = 3 \left( \sigma_{Sneto} - \sigma_{Carga} \right) \quad (11)$$

### **Variación de Generación de un Plata de Recursos Renovables Nueva**

Para que una planta eléctrica a base de recursos renovables pueda ser admitida para formar parte de un Sistema Eléctrico de Potencia, se debe de calcular la variabilidad del recurso renovable de la planta candidata y evaluar si el sistema eléctrico actual tiene las reservas necesarias para suplir el déficit de generación producto de su variabilidad. Las reservas del sistema tienen que ser mayores que la potencia variable de la planta para tener potencia disponible del lado de generación y mantener un equilibrio en la relación entre los niveles de generación y la carga. Los operadores del sistema deben asegurarse de contar con los recursos suficientes para mantener el equilibrio del sistema (Bird, 2013).

Para calcular la variación de una nueva planta de generación con energías renovables se debe analizar estadísticamente su producción basado en las mediciones de sus recursos y convertidas a unidades de potencia eléctrica en kW y calcular la desviación estándar de su producción del día de estudio escogido para el análisis.

### **Despacho de Carga**

El despacho de generadores en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se refiere al proceso de coordinar y controlar la generación de energía eléctrica para satisfacer la demanda de potencia en tiempo real. El objetivo principal del despacho es garantizar un suministro de electricidad confiable y eficiente, teniendo en cuenta diversos factores, como la capacidad de generación, la demanda, los costos operativos y las restricciones en la red.

Para satisfacer la demanda de potencia se toman en cuenta: el pronóstico de demanda calculado previamente y los datos en tiempo real del sistema. Con esta información se evalúa

la disponibilidad de todos los generadores en la red, tanto las plantas de generación convencional (térmicas, hidroeléctricas) como las plantas de fuentes de energía renovables (eólicas, solares, etc.). Los generadores que se seleccionan para satisfacer la demanda en base a las políticas operativas del sistema; los que, a grandes rasgos, se definen como generadores base (que funcionan constantemente) y generadores de respaldo o de carga pico (que se encienden o aumentan su producción según sea necesario). Se deben considerar los costos operativos de los generadores para minimizar los costos de generación mientras se cumpla con los requisitos de demanda y confiabilidad.

Al orden de entrada de los generadores en un despacho de carga en un Sistema Eléctrico de Potencia se le llama orden de mérito y sigue un proceso de priorización en función de su tipo y capacidad, la eficiencia y la velocidad de respuesta de cada tipo de generación. No existe una ecuación única o fórmula matemática específica para determinar el orden en el que se despachan las reservas de potencia de los generadores. Se busca optimizar la utilización de los recursos disponibles y mantener la estabilidad del sistema eléctrico mientras se satisface la demanda de energía.

El operador del sistema utiliza el orden de mérito para tomar decisiones informadas sobre cuáles generadores activar o ajustar en respuesta a cambios en la demanda o eventos inesperados. El objetivo es equilibrar la generación y la carga de manera eficiente y confiable, minimizando los costos y garantizando la estabilidad del sistema eléctrico.

Las variaciones rápidas de generación basada en recursos renovables variables, tanto eólica como la solar, deben ser balanceadas por la Reserva de Regulación y la Reserva de Seguimiento para cumplir con el criterio CPS que mide el desempeño de cada una de las Áreas de Control. Por esta razón los sistemas eléctricos de potencia deben tener suficientes y adecuadas Reservas de Operación, especialmente la Reserva de Regulación, para compensar por medio de una respuesta rápida, esos cambios. En primera instancia, los gobernadores de las unidades de generación y luego los generadores que están conectados en Control Automático de Generación (AGC).

En Nicaragua según la Normativa de Operación vigente se define como Reserva Rodante: La Reserva rotando en caliente requerida para mantener la operatividad y confiabilidad del SIN dentro de los CCSDM, cuyo objeto es mantener en tiempo las interconexiones internacionales en los intercambios programados.

Los requerimientos de reserva para la condición de operación normal son las siguientes:

- a) Reserva rodante: 5% de la demanda momentánea.
- b) Reserva bajo AGC: 2.5% de la demanda momentánea. El modo de control del AGC, es determinado por el CNDC y el EOR.
- c) Error de Intercambio: 5 MW

## Metodología

La Metodología empleada fue esencialmente el método de cálculo intrínsecamente vinculados al análisis estadístico en combinación con las orientaciones que las instancias competentes tienen en el campo.

Para el logro de los objetivos propuestos, como punto de partida se tomó en cuenta los requerimientos de variabilidad del recurso renovable según la resolución CRIE-42-2016. Estos criterios fueron de ineludible cumplimiento para presentar el estudio de variabilidad, tomando en cuenta no solo la variabilidad de potencia de la planta candidata, sino también, la variabilidad producida por los intercambios de potencia entre países vecinos, la variabilidad de las plantas a base de recursos renovables que eran parte del sistema y la variación de la carga del sistema.

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, como ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, considerando la evolución progresiva del Mercado, mediante la incorporación de nuevos participantes que quieren implementar los Recursos Renovables Variables ERV, emitió la Resolución CRIE-42-2016 donde se establecen los Estudios Técnicos adicionales que se deben incorporar a los estudios eléctricos que realicen los desarrolladores que tramiten solicitudes de conexión a la RTR para proyectos de Energías Renovables Variables.

En esta Resolución, en lo referente a la evaluación de la variabilidad del recurso primario, se establece en el inciso B, como requerimiento: “Evaluar la variabilidad del recurso primario de generación tales como rampas de generación producto de la radiación solar, ráfagas de viento, etc.; las rampas de generación debe suministrarlas el solicitante de la conexión del proyecto con base a datos históricos del área del proyecto. La variabilidad del recurso de generación debe ser evaluada en los escenarios de alto recurso, bajo recurso y periodos de transición entre alto y bajo recurso, y viceversa. Para realizar el análisis de la variabilidad del recurso, esta debe ser traducida a variabilidad de la potencia generada por las ERV y sobre esta base, analizar el impacto de esas variaciones de potencia en la regulación de frecuencia, en el control de voltaje y en la reserva requerida para mantener el balance carga/generación”.

Por su parte el Ente Operador Regional, complementando lo establecido por la CRIE, requiere que se analicen estadísticamente las variaciones de promedios de 10 minutos tanto la

generación de energías renovables existentes como la demanda neta que representa la variabilidad que debe ser balanceada por los generadores convencionales. Los datos deben tener al menos un año estacional, para lo cual se debe analizar un mes típico de verano e invierno y un mes de transición entre estaciones.

Considerando las pautas de la CRIE y el EOR como entidades reguladoras regionales de la interconexión y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Centroamérica y con la ayuda de la bibliografía consultada se procedió a elaborar un método de cálculo de las variaciones de potencia de los diferentes agentes; así como, la reserva del sistema necesaria para mantener la generación/carga en equilibrio.

Para cumplir con el objetivo general de este estudio se describen a continuación los componentes de la metodología para calcular las variaciones de potencia de las interconexiones y las plantas a base de energías renovables, que determinarán su inserción en el Sistema Eléctrico de Potencia comparando dichas variaciones con la cantidad de reservas de potencia de los generadores que están en Control de Generación Automática. Una vez precisados dichos componentes, se describirá el paso a paso de la operacionalización de los cálculos.

### **Datos Necesarios para el cálculo de variaciones**

Todos los datos que requeridos de todas las variables involucradas deben tener un historial de un año consecutivo con intervalos de 10 minutos. Las variables que deben ser suministradas por el Centro Nacional de Despacho de Carga en unidades de MW son las siguientes:

- Error de Control de Área ACE
- Generación Eólica Existente
- Generación Solar Existente
- Carga del Sistema Eléctrico
- Despacho de Plantas Eléctricas de Sistema con su Orden de Mérito
- Generadores que están en AGC (Control de Generación Automática)

El desarrollador de la nueva planta a base de recursos renovables, ya sea eólica o solar, que quiere incorporarse al Sistema Eléctrico de Potencia debe suministrar los valores de

generación en unidades de kW, de una unidad de generación. En el caso de una planta eólica se suministra la producción del Aerogenerador y en el caso de una planta solar la producción del Panel Solar. El período de datos debe ser de un año consecutivo con promedio de datos cada 10 minutos y debe coincidir con el período que suministre el Centro Nacional de Despacho de Carga.

- Generación de un Aerogenerador (si la planta a instalar es eólica)
- Generación de un Panel Solar (si la planta a instalar es solar)

### **Días Típicos de Estudio**

Tal como lo establecen la CRIE y el EOR, se debe tomar un día típico de alto recurso, bajo recurso y período de transición de la generación del recurso renovable de la planta candidata a analizar. Por cada estación debe escogerse un día que presente alta variación de potencia. La cantidad de datos con frecuencia de cada 10 minutos totaliza 144 muestras. La cantidad de datos de generación solar está sujeta a las horas del día solar.

Por cada día típico de estudio deben de calcularse las variaciones de potencia y de reserva de generación; tanto en demanda máxima como en demanda mínima.

Una vez escogidos los días representativos del año y el momento de máxima y mínima demanda, se procede a calcular las variaciones de generación del recurso de esos días, como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Días típicos de estudio

No.	Estado del recurso	Demanda
1	Alto Recurso	Máxima
2	Alto Recurso	Mínima
3	Bajo Recurso	Máxima
4	Bajo Recurso	Mínima
5	Transición	Máxima
6	Transición	Mínima

Nota: Elaboración propia

## Cálculo de las Variaciones de Potencia por el Error de Control de Área

Los cálculos del Error de Control de Área dependen de los datos suministrados por el Centro Nacional de Despacho de Carga en unidades de Potencia en MW. En el caso de Nicaragua que tiene interconexión con Costa Rica y Honduras se tienen dos series de datos, pero para efecto del cálculo de la variación de ACE se requiere que la variación neta pueda totalizarse en una sola serie. La variable se denomina: Error de Control de Área  $ACE_i$ .

El cálculo de la variación por los intercambios de potencia entre las diferentes Áreas de Control se hace mediante el uso de la desviación estándar y se cuantifica por:

$$\sigma_{ACE} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{144} (ACE_i - \mu_{ACE})^2}{144}} \quad (12)$$

Donde:

$ACE_i$  - Error de control de área de el momento  $i$  cada 10 minutos de un día de estudio

$\mu_{ACE}$  - Valor promedio del ACE.

Nota: Ecuación de desviación estándar aplicada a la variación del Error de Control de Área.

La reserva de generación necesaria para cubrir el Error de Control de Área es  $3\sigma_{ACE}$

## Cálculo de las Variaciones de la Generación Eólica Existente

Para los cálculos de la variación de la generación eólica existente en el sistema, los datos deben ser suministrados por el Centro Nacional de Despacho de Carga en unidades de Potencia en MW y para el mismo día de estudio se calcula la desviación estándar de la carga y de la potencia de generación neta de todas las plantas eólicas existentes.

Se procede a calcular los incrementos de la variable en cada muestra por la ecuación:

$$\Delta Pe_i = Pe_{i+1} - Pe_i \quad (13)$$

$$\sigma_{Eolico} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{143} (\Delta Pe_i - \Delta \mu_e)^2}{143}} \quad (14)$$

Donde:

$Pe_i$  - Generación eólica de un momento  $i$  cada diez minutos de un día de estudio

$\Delta \mu_e$  - Valor promedio de los incrementos de potencia de generación eólica.

Nota: ecuación de desviación estándar aplicada a la variación del recurso eólico.

Los incrementos de carga vienen dados por la expresión:

$$\Delta Pc_i = Pc_{i+1} - Pc_i \quad (15)$$

$$\sigma_{Carga} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{143} (\Delta Pc_i - \Delta \mu_c)^2}{143}} \quad (16)$$

Donde:

$\Delta P_c$  - Incremento de potencia en la demanda.

$\Delta \mu_c$  - Valor medio de los incrementos potencia en la demanda.

Nota: Ecuación de desviación estándar aplicada a la variación de la carga.

La desviación estándar neta de la variación eólica  $\sigma_{Eneta}$  debido a la generación existente se calcula por la ecuación (7) y la reserva necesaria para cubrir la variación se calcula por la ecuación (8).

### **Cálculo de las Variaciones de la Generación Solar Existente**

Para encontrar las variaciones debido a la generación solar existente, se utiliza el mismo procedimiento. La cantidad de registros de potencia de generación dependen de las horas del día que hay luz solar y por tanto a diferencia de la generación eólica que está presente las 24 horas del día con 144 registros, la cantidad de registros del día solar difiere entre las estaciones de invierno y verano. Tomando un ejemplo de 12 horas sol, la cantidad de

registros será de 72 registros. Por tanto la desviación estándar de la generación solar viene dada por:

Se procede a calcular los incrementos de la variable en cada muestra por la ecuación:

$$\Delta P_{S_i} = P_{S_{i+1}} - P_{S_i} \quad (17)$$

$$\sigma_{Solar} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n-1} (\Delta P_{S_i} - \Delta \mu_s)^2}{n - 1}} \quad (18)$$

Donde:

$\Delta P_{S_i}$  - Incremento de Generación solar de un momento  $i$  cada diez minutos.

$\Delta \mu_s$  - Valor promedio de los incrementos de la Potencia de generación solar.

$n$  - Número de registros de generación del día solar.

Nota: Ecuación de desviación estándar aplicada a la variación de la potencia solar.

La desviación estándar neta de la variación solar  $\sigma_{Sneto}$  debido a la generación existente se calcula por la ecuación (10) y la reserva necesaria para cubrir la variación se calcula por la ecuación (11).

## **Cálculo de las Variaciones de Generación de Una Planta Eólica Nueva**

El cálculo de las variaciones de generación de una planta eólica nueva, se hace tomando en cuenta los datos de generación de un Aerogenerador durante un año consecutivo. Los valores de generación se calculan en base al modelo del Aerogenerador a utilizar y de las mediciones de campo de las variables necesarias para convertirlas a unidades de potencia eléctrica. Al igual que el resto de agentes involucrados se deben tener los datos de generación de un año consecutivo cada 10 minutos, en unidades de kW, los que se obtienen a partir de la campaña de recolección de datos de campo en el emplazamiento del parque eólico.

Primero se cuantifica la variación de producción de potencia de un Aerogenerador y se calcula la desviación estándar para los días escogidos.

$$\sigma_{AEG} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{144} (P_{AEGi} - \mu_{AEG})^2}{144}} \quad (19)$$

Donde:

$P_{AEGi}$  - Generación del Aerogenerador en un momento  $i$  cada diez minutos de un día de estudio.

$\mu_{AEG}$  - Valor promedio de la Potencia del Aerogenerador.

Nota: Fórmula de desviación estándar aplicada a la variación de la potencia del aerogenerador de la planta eólica nueva.

La producción de potencia del aerogenerador va desde cero, tomado como potencia mínima, hasta la potencia máxima dada por los datos nominales proporcionados por el fabricante; pero, dependiendo de la estación del año, la banda total  $\pm 3\sigma$ , puede sobrepasar los límites reales de generación, tanto en el valor mínimo como en el valor máximo. En la estación de alto recurso los valores de  $\mu_{AEG} + 3\sigma_{AEG}$  puede tomar valores mayores a la potencia máxima que el Aerogenerador puede producir, lo cual sería un valor fuera del rango real; y, para la estación de bajo recurso, los valores de  $\mu_{AEG} - 3\sigma_{AEG}$  pueden tomar valores negativos menores a la potencia mínima. De igual manera, estos valores están fuera del rango real.

Un hallazgo notable es que los valores de las variaciones cambian dependiendo de la estación. Por ejemplo, en la temporada de alto recurso, cuando hay vientos de altas velocidades, el valor promedio se acerca al máximo y las desviaciones pueden ser pequeñas, resultando una menor variación. En cambio, en el período de transición las variaciones calculadas pueden ser mayores al rango abarcado por la capacidad de potencia del Aerogenerador.

En base a lo expuesto, las variaciones de generación eólica, deben restringirse al rango real del Aerogenerador, conforme a la estación que se está estudiando. El valor máximo de la variación de potencia, tal como se muestra en la curva normal en la Figura 1, viene dada por la expresión:

$$P_{Emax} = \mu_{AEG} + 3\sigma_{AEG} \quad (20)$$

Donde:

$P_{Emax}$  - Valor máximo de la variación de potencia del aerogenerador

$\mu_{AEG}$  - Valor medio de la variación de potencia del aerogenerador

$\sigma_{AEG}$  - Desviación estándar de la variación de potencia del aerogenerador

Nota: Fuente propia

Se compara el valor obtenido con la expresión (20) con la máxima potencia que pueda suministrar el Aerogenerador:

$$P_{Emax} > P_{AEGmax} \quad (21)$$

Donde:

$P_{AEGmax}$  - Potencia máxima del Aerogenerador

Si la expresión (21) es verdadera, el valor de  $P_{Emax}$  toma el valor de  $P_{AEGmax}$ . En caso contrario se mantiene su valor obtenido en la expresión (20).

El valor mínimo de la variación de potencia, tal como se muestra en la curva normal en la Figura 1, viene dado por:

$$P_{Emin} = \mu_{AEG} - 3\sigma_{AEG} \quad (22)$$

Donde:

$P_{Emin}$  - Valor mínimo de la variación de potencia del Aerogenerador

Se compara el valor obtenido con la expresión (22) con la mínima potencia que pueda dar el Aerogenerador:

$$P_{Emin} < P_{AEGmin} \quad (23)$$

Donde:

$P_{AEGmin}$  - Potencia mínima del Aerogenerador

Si la expresión (23) es verdadera El valor de  $P_{Emin}$  toma el valor de  $P_{AEGmin}$ . En caso contrario se mantiene su valor obtenido en la expresión (22).

Por lo antes expuesto, se deduce que la banda de producción de potencia de un Aerogenerador viene dada por:

$$\Delta P_{AEG} = P_{Emax} - P_{Emin} \quad (24)$$

Donde:

$\Delta P_{AEG}$  - Banda de variación de potencia de un Aerogenerador

Para calcular la variación del parque eólico con  $N$  Aerogeneradores, la banda de producción viene dada por:

$$\Delta EParque = \Delta P_{AEG} \times \sqrt{N} \quad (25)$$

Nota: Ecuación tomada del documento Estudio de Reservas en el Sistema Interconectado Nacional, Verano 2014 - 2019

Por tanto la banda total del parque eólico es:

$$\pm 3\sigma_{Enuevo} = \Delta EParque \quad (26)$$

### **Cálculo de las Variaciones de la Planta Solar Nueva**

En el caso que una planta nueva en un parque solar, el valor de la desviación estándar viene dado por la expresión:

$$\sigma_{PV} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_{PVi} - \mu_{PV})^2}{n}} \quad (27)$$

Donde:

$P_{PVi}$  - Generación del panel solar nuevo de un momento  $i$  cada diez minutos de un día de estudio.

$\mu_{PV}$  - Valor promedio de la Potencia de generación solar nueva.

$n$  - Número de muestras tomadas en horas sol del día de estudio

Nota: Fórmula de desviación estándar aplicada a la variación de la potencia del panel solar de la planta nueva.

Con la producción de potencia eléctrica de un Panel Solar se calcula la banda de variación  $\pm 3\sigma_{PV}$  teóricamente, y puede variar por las diferentes duraciones de día solar, nubosidades y lluvias que puedan presentarse. Dependiendo de la disponibilidad del recurso puede darse el caso que  $\mu_{PV} + 3\sigma_{PV}$  puede obtener valores mayores a la potencia máxima que puede dar el Panel Solar, y  $\mu_{PV} - 3\sigma_{PV}$  puede obtener valores negativos o inferiores a la potencia mínima del Panel Solar, por lo tanto, se tienen que hacer las comparaciones de los valores máximos y mínimos del rango de variación de potencia del Panel Solar.

El valor máximo de la variación de potencia, tal como se muestra en la curva normal en la Figura 1, viene dado por la expresión:

$$P_{Smax} = \mu_{PV} + 3\sigma_{PV} \quad (28)$$

Donde:

$P_{Smax}$  - Valor máximo de la variación de potencia del panel solar

$\mu_{PV}$  - Valor medio de la variación de potencia del panel solar

$\sigma_{PV}$  - Desviación estándar de la variación de potencia del panel solar

Se compara el valor obtenido con la expresión (28) con la máxima potencia que pueda producir el panel solar:

$$P_{Smax} > P_{PVmax} \quad (29)$$

Donde:

$P_{PVmax}$  - Potencia máxima del panel solar

Si la expresión (29) es verdadera, el valor de  $P_{Smax}$  toma el valor de  $P_{PVmax}$ . En caso contrario, se mantiene su valor obtenido en la expresión (28).

El valor mínimo de la variación de potencia, tal como se muestra en la curva normal en la Figura 1, viene dado por la expresión:

$$P_{Smin} = \mu_{PV} - 3\sigma_{PV} \quad (30)$$

Donde:

$P_{Smin}$  - Valor mínimo de la variación de potencia del panel solar

Se compara el valor obtenido con la expresión (30) con la mínima potencia que pueda suministrar el panel solar:

$$P_{Smin} < P_{PVmin} \quad (31)$$

Donde:

$P_{PVmin}$  - Potencia mínima del panel solar

Si la expresión (31) es verdadera, el valor de  $P_{Smin}$  toma el valor de  $P_{PVmin}$ . En caso contrario se mantiene su valor obtenido en la expresión (30).

Por tanto, la banda de producción de potencia de un panel solar viene dada por:

$$\Delta P_{PV} = P_{Smax} - P_{Smin} \quad (32)$$

Donde:

$\Delta P_{PV}$  - Banda de variación de potencia de un Panel Solar

Para calcular la producción del parque eólico con  $N$  Paneles Solares, la banda de producción viene dada por:

$$\Delta S_{Parque} = \Delta P_{PV} \times N \quad (33)$$

Por tanto, la banda total del parque solar es:

$$\pm 3\sigma_{S_{nuevo}} = \Delta S_{Parque} \quad (34)$$

Es importante resaltar que las variaciones de las plantas solares existentes sólo deben de tomarse en cuenta en las horas sol.

Con la deducción de las ecuaciones (26) y (34) se cumple el Objetivo Específico de este estudio que el calcular la variabilidad de la nueva planta de generación a base de recursos renovables.

### **Variación Total del Sistema Eléctrico de Potencia Debido a los Recursos Renovables**

La variación total del Sistema Eléctrico de Potencia debido a los recursos renovables es la suma de todas las variaciones de potencia que proporcionan los agentes involucrados que son: el Error de Control de Área, la generación eólica existente, la generación solar existente y la nueva planta de generación a base de energías renovables que se quiere incorporar al Sistema Eléctrico de Potencia.

Para cada día seleccionado del período de alto, bajo y transición del recurso deben calcularse el total de todas las variabilidades de potencia.

Por tanto, la variabilidad total viene dada por la expresión:

$$R_V = 3\sigma_{ACE} + 3 \left( \sigma_{Eneta} - \sigma_{carga} \right) + 3 \left( \sigma_{S_{neta}} - \sigma_{carga} \right) + (\pm 3\sigma_{Nuevo}) \quad (35)$$

Donde:

$R_V$  - Variabilidad total de potencia por todos los agentes involucrados.

$\pm 3\sigma_{Nuevo}$  - Valor de la variación la nueva planta de energía renovable que dependiendo de cual es el recurso, toma el valor de la ecuación (26) o (34).

Nota: Elaboración Propia

La deducción de la ecuación (35) cumple con el Objetivo General de proponer una metodología de cálculo de la variabilidad.

El término  $\sigma_{Nuevo}$  se refiere a la desviación estándar de la potencia eléctrica de la nueva planta de recursos renovables que puede ser eólica o solar.

Hasta aquí, con la presentación de los componentes de la metodología involucrados en los cálculos de las distintas expresiones de la variabilidad, se constata la reciprocidad existente entre la metodología rectora de este estudio y del método de cálculo de la variabilidad, que constituye el centro de interés y objeto de este trabajo.

Ahora corresponde abordar todo lo relacionado con el cálculo de las reservas, lo que a su vez da cuenta de la metodología del estudio, la que conjuga elementos tanto de orden teóricos como prácticos en lo que respecta al cálculo de las reservas.

### **Cálculo de Reservas de Potencia Para Enfrentar la Variabilidad del Recurso**

El impacto que tiene la variabilidad de la generación a base de recursos renovables está en la cantidad de reservas de potencia del sistema para poder suplir los déficit temporales que producen la variabilidad de los recursos renovables.

Cada vez que una planta nueva eólica o solar quiere añadirse al parque de generación de un Sistema Eléctrico de Potencia, deben cuantificarse las reservas en la generación para, no sólo respaldar a la planta nueva, sino también, al resto de plantas con generación a base de recursos renovables que ya son parte del Sistema.

De allí la necesidad de proponer una metodología que calcule la variabilidad de una nueva planta con energías renovables para verificar si ésta puede o no ser albergada en el parque de generación. De esta manera, las reservas del Sistema Eléctrico de Potencia deben ir en aumento cada vez que este tipo de planta quiera ser parte de la generación que suple la demanda de energía de todo el sistema.

Para suplir la demanda de un Sistema Eléctrico de Potencia, se conectan una cantidad de generadores en una secuencia que llamamos Orden de Mérito, el cual depende de la política de operación del sistema eléctrico. La suma de toda las potencias que producen los

diferentes generadores conectados debe ser igual a la demanda en cada instante de tiempo, y para mantener esta igualdad, la potencia, que puede subir o bajar de acuerdo al cambio de la demanda, la suplen los generadores que están conectados en Control Automático de Generación AGC..

Por tanto, cada generador que está conectado en control automático, no inyecta su potencia máxima para tener reserva y así poder mantener el balance de la generación/carga. Es importante recalcar que no todos los generadores tienen reservas o no todos están en Control de Generación Automática y eso depende de la política de operación del sistema.

El primer paso para el cálculo de las reservas de potencia es tener en cuenta que cada generador ajustado en AGC no se despacha con su potencia máxima para que éste tenga reserva. Por tanto la potencia de cada generador en AGC se puede expresar como:

$$PN_{AGC_i} = P_{AGC_i} + \Delta P_{AGC_i} \quad (36)$$

Donde:

$PN_{AGC_i}$  - Potencia Nominal del generador  $i$  en AGC

$P_{AGC_i}$  - Potencia inyectada al sistema eléctrico por el generador  $i$

$\Delta P_{AGC_i}$  - Reserva de potencia del generador  $i$

$i$  - Subíndice asociado al orden de mérito

Para suplir la demanda, que es igual a la suma de la potencia de los generadores que están tanto en control automático como sin control automático, viene dada por la expresión:

$$Dem_k = \sum_{i=1}^n P_{AGC_i} + \sum_{j=1}^m P_{g_j} \quad (37)$$

Donde:

$Dem_k$  - Demanda de potencia del sistema en un momento  $k$

$P_{AGC_i}$  - Potencia inyectada al sistema por el generador  $i$  en AGC

$P_{g_j}$  - Potencia inyectada al sistema por el generador  $j$  sin AGC

Como se mencionó anteriormente, cada generador en AGC no genera su máxima potencia para mantener reservas. La suma de las reservas de cada generador en AGC es igual a la Reserva total del sistema, como se expresa en la ecuación:

$$R_{AGC} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{AGCi} \quad (38)$$

Donde:

$R_{AGC}$  - Reserva total del sistema en un momento determinado.

$\Delta P_{AGCi}$  - Es la potencia de reserva de cada máquina en AGC.

$n$  - Cantidad de máquinas despachadas en AGC en un momento determinado.

El Centro Nacional de Despacho de Carga, cuando elabora el pronóstico de demanda del sistema eléctrico, también elabora el despacho de los generadores con su orden de mérito de entrada al sistema para suplir esa demanda. Los generadores que están en control automático de generación, que son parte de este despacho, proporcionarán las reservas necesarias.

Se ha determinado en la Normativa de Operación en el artículo TOC 5.3.2 que el porcentaje de reserva por la Demanda Aleatoria (seguimiento de la carga) se define inicialmente en 2.5% de la potencia demandada en cada momento. Y en el apartado IV destinado a Reserva, se ha determinado que la Reserva Rodante sea del 5% de la demanda momentánea.

Para calcular las reservas de potencia del sistema eléctrico se hace la suma algebraica de todas las potencia de reserva de cada máquina en AGC que se estén despachando en el día de estudio en el momento determinado de máxima o mínima demanda.

Para finalizar se hace la comparación entre las reservas totales y las reservas necesarias para suplir las variaciones de los recursos renovables.

La nueva planta es aceptada para ser parte del parque de generación, si las reservas totales del sistema son mayores que las reservas calculadas por la variación de los recursos renovables de esa nueva planta, más la variación de las plantas solares y eólicas existentes y las variaciones del Error de Control de Área ACE y se da por la expresión:

$$R_{AGC} - R_V > 0 \quad (39)$$

En el caso contrario que:

$$R_{AGC} - R_V < 0 \quad (40)$$

la planta no es aceptada para ingresar al Sistema Eléctrico de Potencia.

Para que la planta sea aceptada solo se pueden dar dos situaciones:

1. Esperar a que el Sistema Eléctrico aumente sus reservas.
2. Realizar un nuevo cálculo de reservas con una potencia de generación menor.

### **Método de Cálculo de Variabilidades y Reservas de Potencia en la Inserción de una Planta Nueva Eólica o Solar**

Lo esencial de este estudio es el aporte de un método de cálculo de variabilidades de potencia eléctrica, tanto de los agentes que ya son parte del sistema como del Error de Control de Área y la planta nueva eólica o solar que quiere incorporarse.

El impacto que causan estas variabilidades en el sistema, consiste en la cantidad de reservas de potencia que éste debe de tener para suplir los déficit de generación que ocasionan, en tiempo real, estos recursos. Por tanto parte de esta metodología es calcular la potencia de reserva de los generadores en AGC. A continuación se describen los pasos a seguir:

#### ***Paso 1: Recopilación de Datos***

El Centro Nacional de Despacho de Carga debe suministrar los datos históricos consecutivos en el lapso de una año con intervalos de 10 minutos (52560 registros) de las siguientes variables:

$ACE_i$  - Error de control de Área en MW

$Pe_i$  - Generación eólica existente en MW

$Ps_i$  - Generación solar existente en MW

$Pc_i$  - Demanda de potencia del sistema en MW

Los datos deben ser ordenados y asociados a la fecha y hora de ocurrencia de las variables. No necesariamente deben comenzar el primero de enero, lo importante es que sean consecutivos y lo más reciente posible. A continuación se muestra una Matriz mostrando el arreglo de los datos:

$$\begin{array}{|l} \left( \begin{array}{cccccc} 01/01/2022 & 00 : 00 & ACE_1 & Pe_1 & Ps_1 & Pc_1 \\ 01/01/2022 & 00 : 10 & ACE_2 & Pe_2 & Ps_2 & Pc_2 \\ 01/01/2022 & 00 : 20 & ACE_3 & Pe_3 & Ps_3 & Pc_3 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 31/12/2022 & 23 : 50 & ACE_{52560} & Pe_{52560} & Ps_{52560} & Pc_{52560} \end{array} \right. \end{array} \quad (41)$$

El desarrollador del proyecto debe aportar los datos de generación del Aerogenerador o del Panel Solar de la nueva planta basados en la medición del recurso renovable. De igual manera los datos deben ser consecutivos en el lapso de un año.

$P_{AEG_i}$  - Datos de generación del Aerogenerador en kW o MW.

$P_{PV_i}$  - Datos de generación del Panel Solar en kW o MW.

Este método determina si una planta eólica o solar, puede formar parte de un Sistema Eléctrico de Potencia.

De igual manera los datos deben ser arreglados consecutivamente y asociados a la fecha y hora. A continuación se muestra una Matriz mostrando el arreglo de los datos en el caso que la planta candidata sea eólica:

$$\left| \begin{array}{lll} 01/01/2022 & 00 : 00 & P_{AEG_1} \\ 01/01/2022 & 00 : 10 & P_{AEG_2} \\ 01/01/2022 & 00 : 20 & P_{AEG_3} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ 31/12/2022 & 23 : 50 & P_{AEG_{52560}} \end{array} \right| \quad (42)$$

El Centro Nacional de Despacho de Carga debe proporcionar el despacho de los generadores necesarios para suplir la demanda con su Orden de Mérito asociado. De igual manera debe proporcionar las reservas de cada generador que está conectado en Control de Generación Automática. Los datos de despacho deben ser explícitos con la generación que es estacional o generación fuera por mantenimiento.

$$\left| \begin{array}{cccccc} \text{OM} & \text{Nombre} & \text{Tipo} & P_{max} & \text{Despacho} & \text{Reserva} \\ 1 & \text{Planta 1} & \text{Geo} & P_{max1} & P_1 & \Delta P_{AGC_1} \\ 2 & \text{Planta 2} & \text{Hyd} & P_{max2} & P_2 & \Delta P_{AGC_2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ N & \text{Planta N} & \text{Bunker} & P_{maxN} & P_N & \Delta P_{AGC_N} \end{array} \right| \quad (43)$$

OM - Orden de Mérito.

$P_{max_i}$  - Potencia nominal del generador  $i$  asociado a su Orden de Mérito.

$P_i$  - Potencia despachada del generador  $i$  asociado a su Orden de Mérito..

$\Delta P_{AGC_i}$  - Reserva de potencia del generador  $i$  conectado en AGC.

Si la máquina  $i$  no están en AGC, entonces  $\Delta P_{AGC_i} = 0$

### **Paso 2: Selección de días de estudio**

Se seleccionan los días de estudio entre alto, bajo y transición del recurso y demandas baja y alta como se muestra en la tabla 1.

La siguiente parte de esta Metodología es el cálculo de variaciones que debe realizarse para cada uno de los días seleccionados anteriormente. Por tanto deben tomarse en cuenta 144

muestras para cada día de estudio. Salvo la generación solar que la cantidad de muestras depende de las horas sol.

### **Paso 3: Cálculo de las Variaciones de ACE**

Se procede a calcular las variaciones dadas por  $3\sigma_{ACE}$

### **Paso 4: Cálculos de las Variaciones de Potencia de la Generación a Base de Recursos Renovables Existentes**

Se procede a calcular las variaciones de potencia eólica dada por:  $3 \left( \sigma_{Eneta} - \sigma_{carga} \right)$

Se procede a calcular las variaciones de potencia solar dada por:  $3 \left( \sigma_{Sneto} - \sigma_{carga} \right)$

### **Paso 5: Cálculo de la Variación de Potencia de la Planta Nueva a Base de Recursos Renovables**

Si la planta es eólica se procede a calcular:  $\pm 3\sigma_{Enuevo}$

Si la planta el solar se procede a calcular:  $\pm 3\sigma_{Snuevo}$

El método evalúa solo una planta candidata que puede ser eólica o solar.

### **Paso 6: Cálculo de las Variaciones Totales por Recursos Renovables**

Se suman las variaciones anteriormente obtenidas mediante la ecuación:

$$R_V = 3\sigma_{ACE} + 3 \left( \sigma_{Eneta} - \sigma_{carga} \right) + 3 \left( \sigma_{Sneto} - \sigma_{carga} \right) + (\pm 3\sigma_{nuevo})$$

### **Paso 7: Cálculo de Reservas**

Se procede a calcular dependiendo del despacho de generadores para suplir la demanda la

reserva de los que están en AGC dada por la ecuación:  $R_{AGC} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{AGC_i}$

Donde el valor de  $n$  depende de cuantos generadores que están en AGC son necesarios para suplir la demanda del momento de estudio.

### **Paso 8: Comparación de Variabilidad Contra Reservas**

Si  $R_{AGC} > R_V$  Entonces “Planta nueva se incorpora al Sistema”

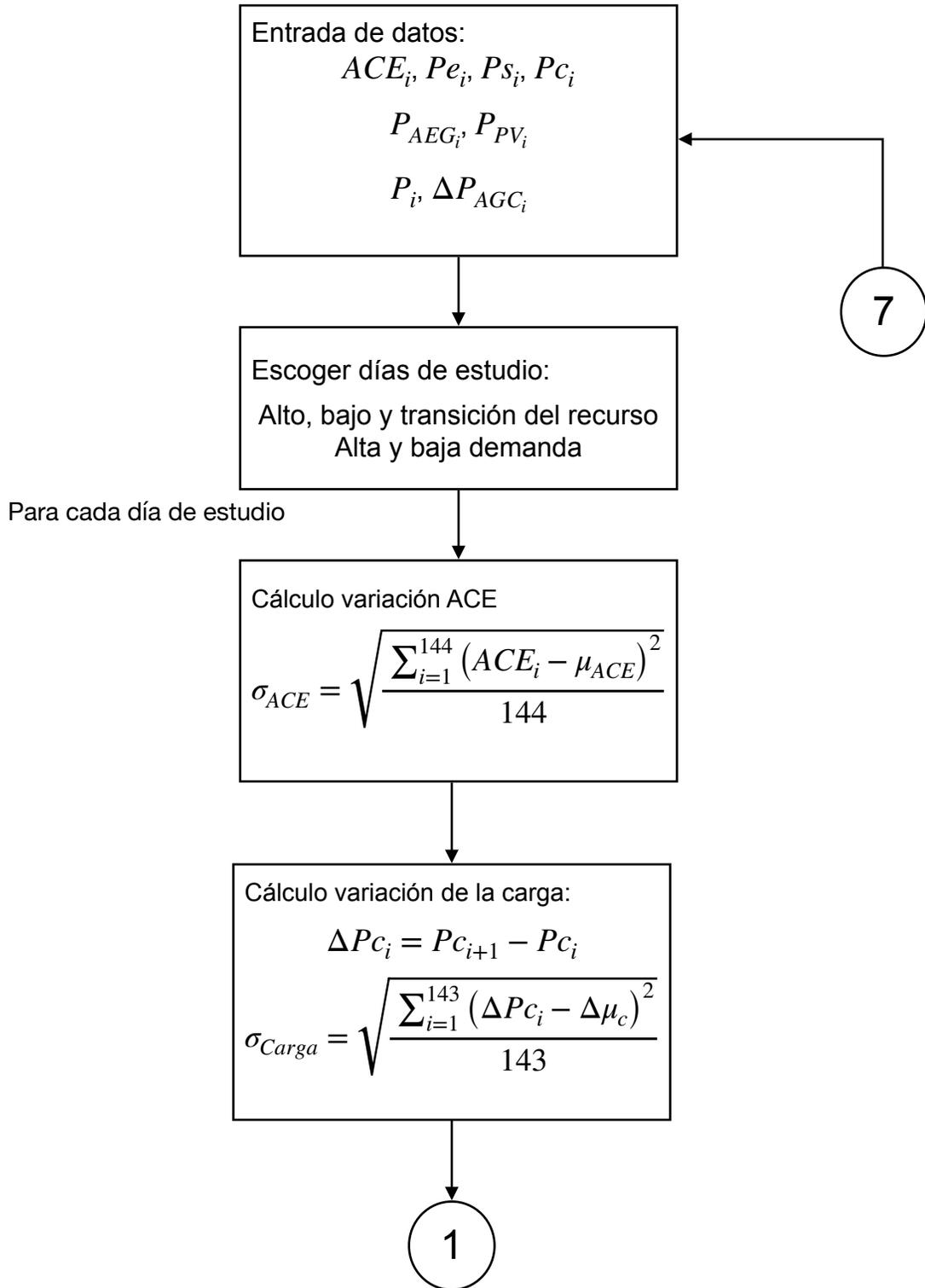
Si  $R_{AGC} < R_V$  Entonces “Planta nueva no puede incorporarse al Sistema a menos que las reservas de las plantas en AGC aumenten o la planta nueva reduzca su potencia nominal”.

Con la comparación de la cantidad de reserva y la variabilidad total se cumple con el Objetivo Específico de valorar la correspondencia existente entre el déficit de potencia ocasionada por la variación del recurso renovable y las reservas de potencia eléctrica, de las plantas generadoras del sistema.

De igual forma se cumple el Objetivo General de Proponer una metodología para el cálculo de la variabilidad del recurso renovable en la inserción de generación al Sistema Eléctrico de Potencia de Nicaragua.

A continuación se muestra un Algoritmo basado en el método expuesto para el cálculo de la variabilidad y las reservas en demanda máxima.

**Algoritmo de Cálculo:**



1

Cálculo variación eólico existente:

$$\Delta Pe_i = Pe_{i+1} - Pe_i$$

$$\sigma_{Eolico} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{143} (\Delta Pe_i - \Delta \mu_e)^2}{143}}$$

$$\sigma_{Eneta} = \sqrt{\sigma_{carga}^2 + \sigma_{Eolico}^2}$$

$$\text{Reserva por Eólico Existente} = 3 (\sigma_{Eneta} - \sigma_{Carga})$$

Cálculo variación solar existente:

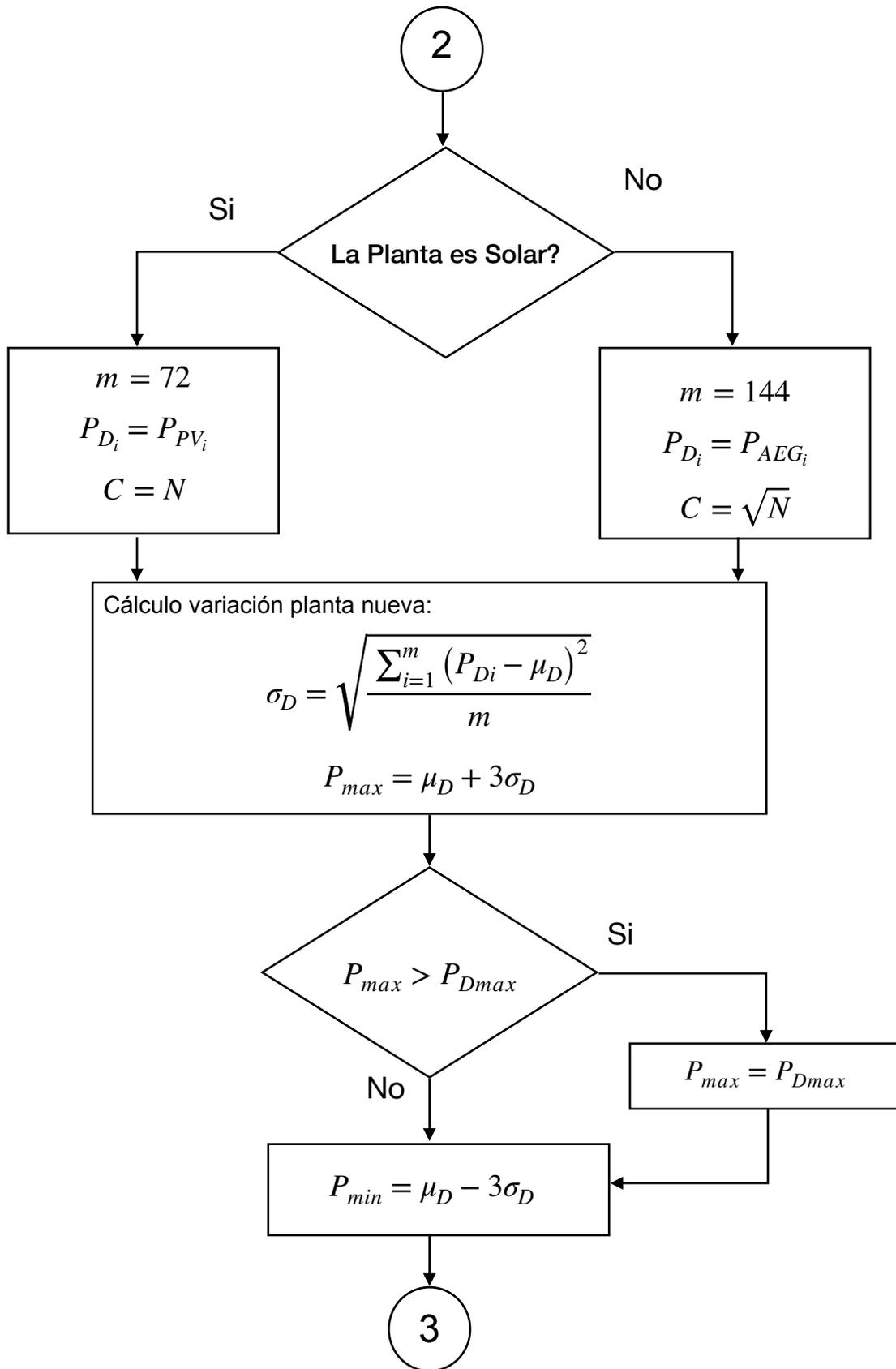
$$\Delta Ps_i = Ps_{i+1} - Ps_i$$

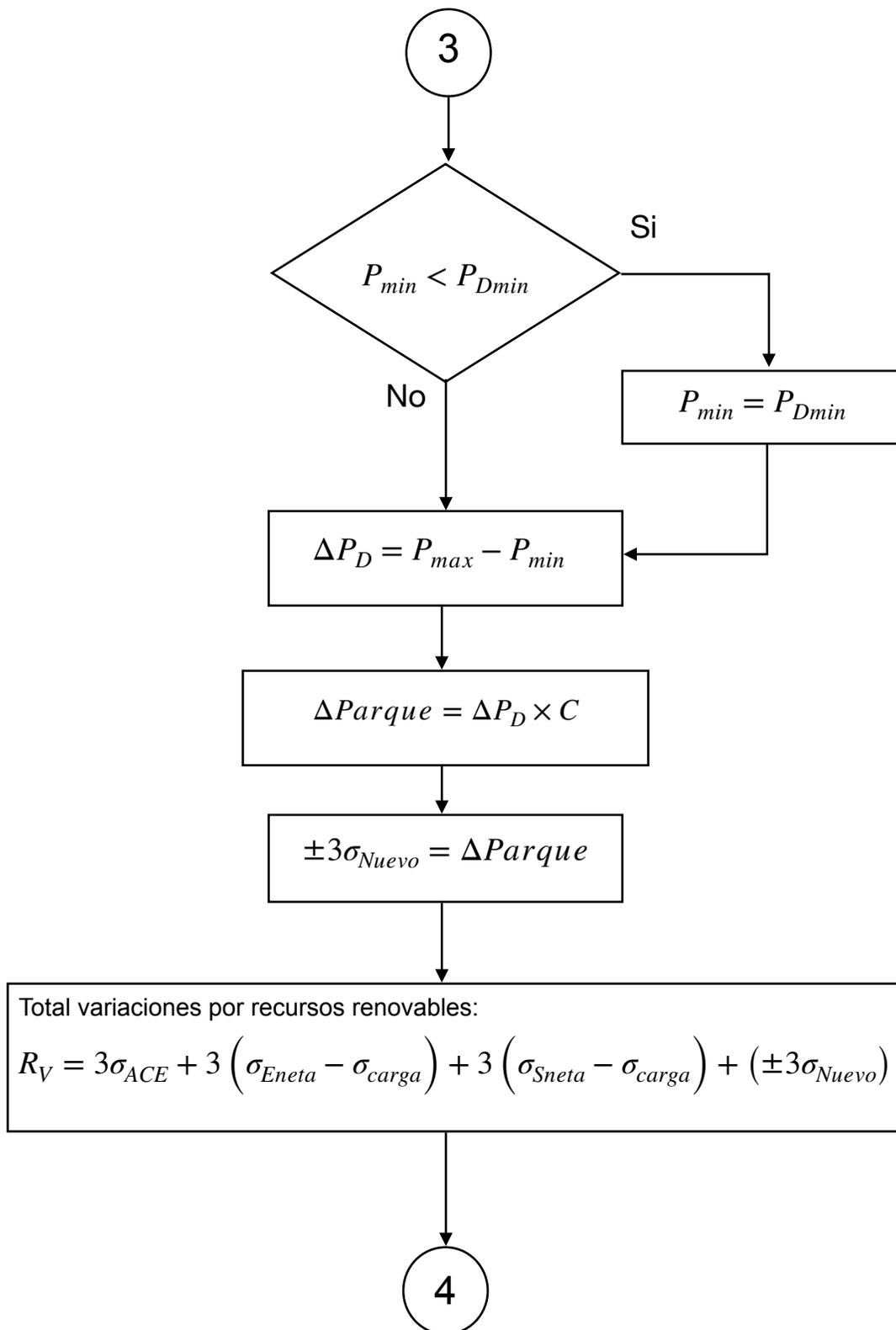
$$\sigma_{Solar} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n-1} (\Delta Ps_i - \Delta \mu_s)^2}{n - 1}}$$

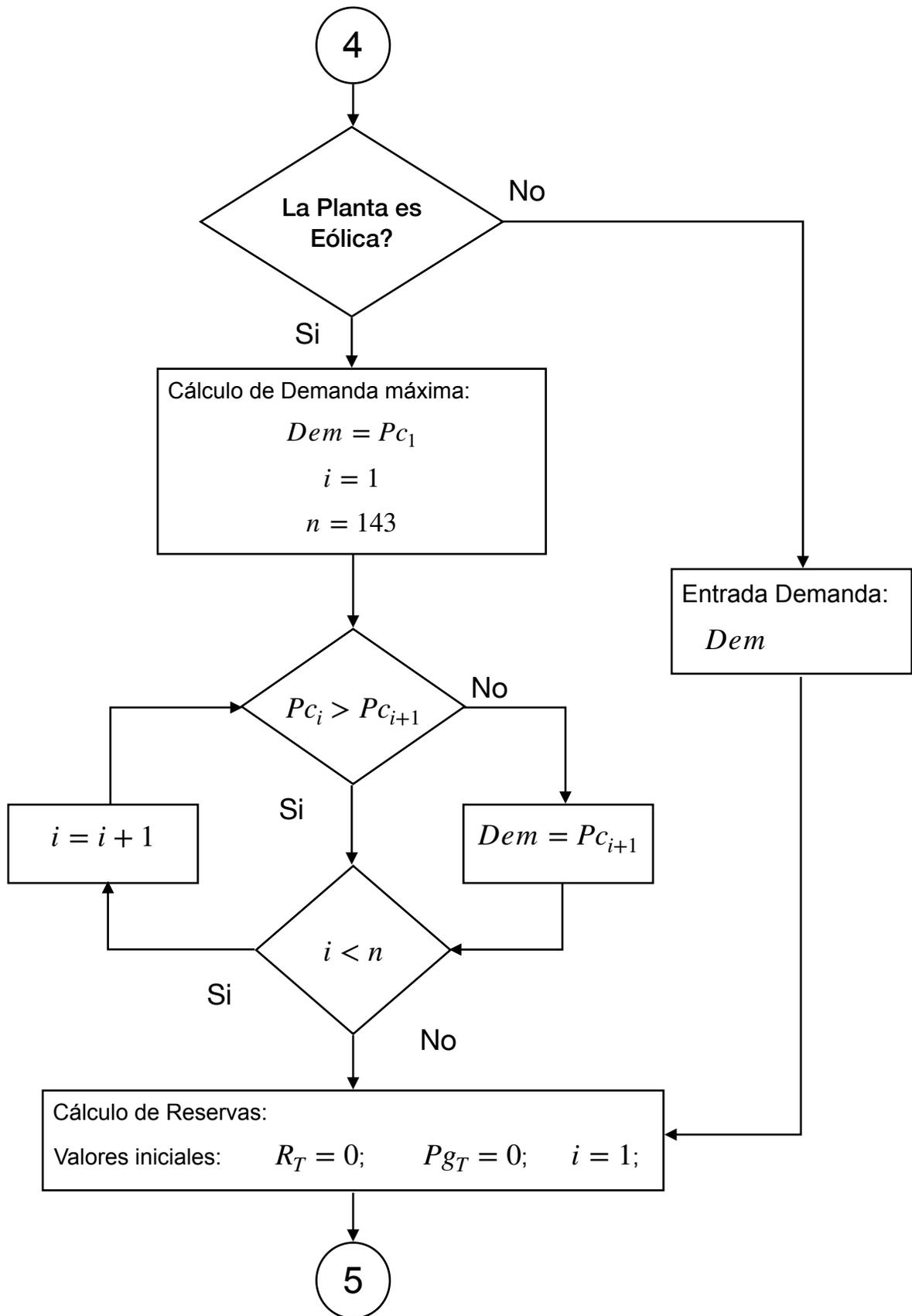
$$\sigma_{Sneto} = \sqrt{\sigma_{carga}^2 + \sigma_{Solar}^2}$$

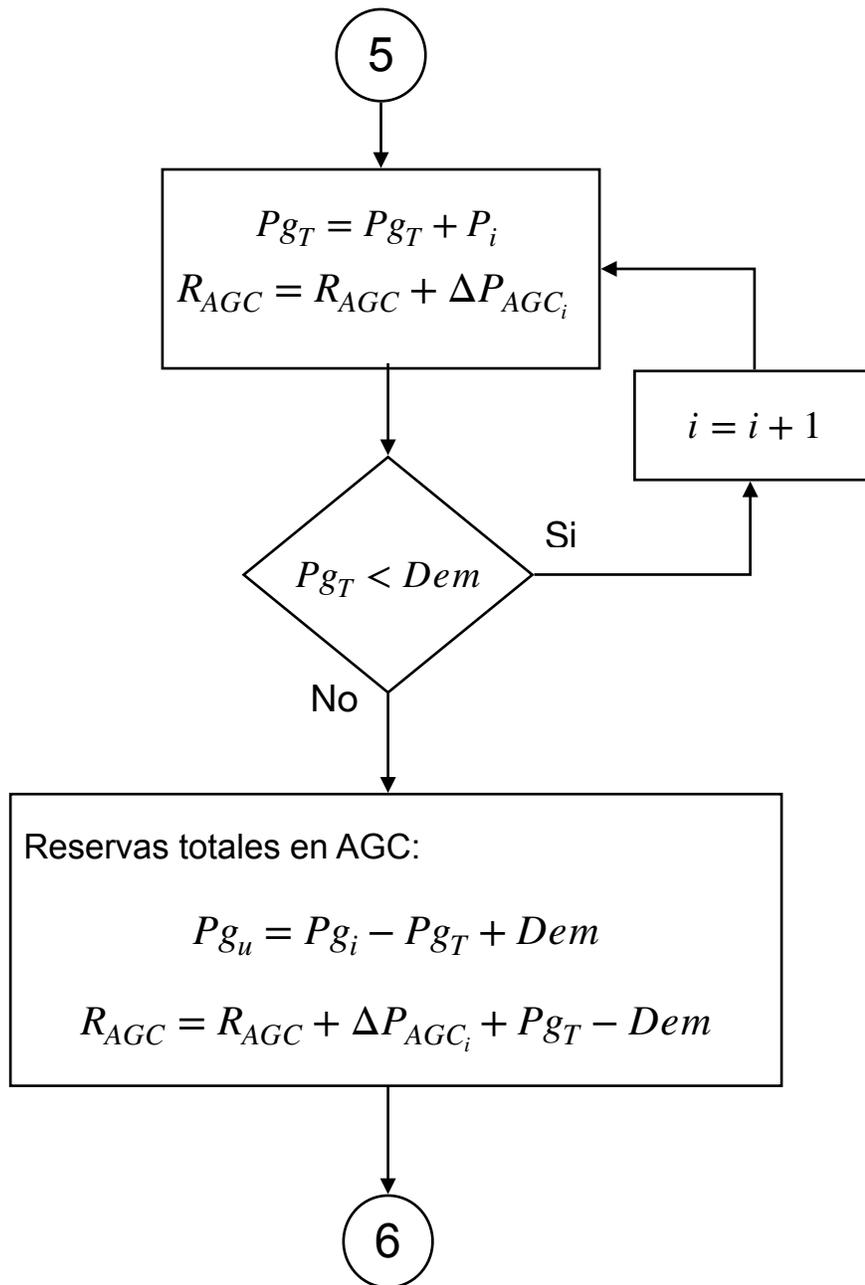
$$\text{Reserva por Solar Existente} = 3 (\sigma_{Sneto} - \sigma_{Carga})$$

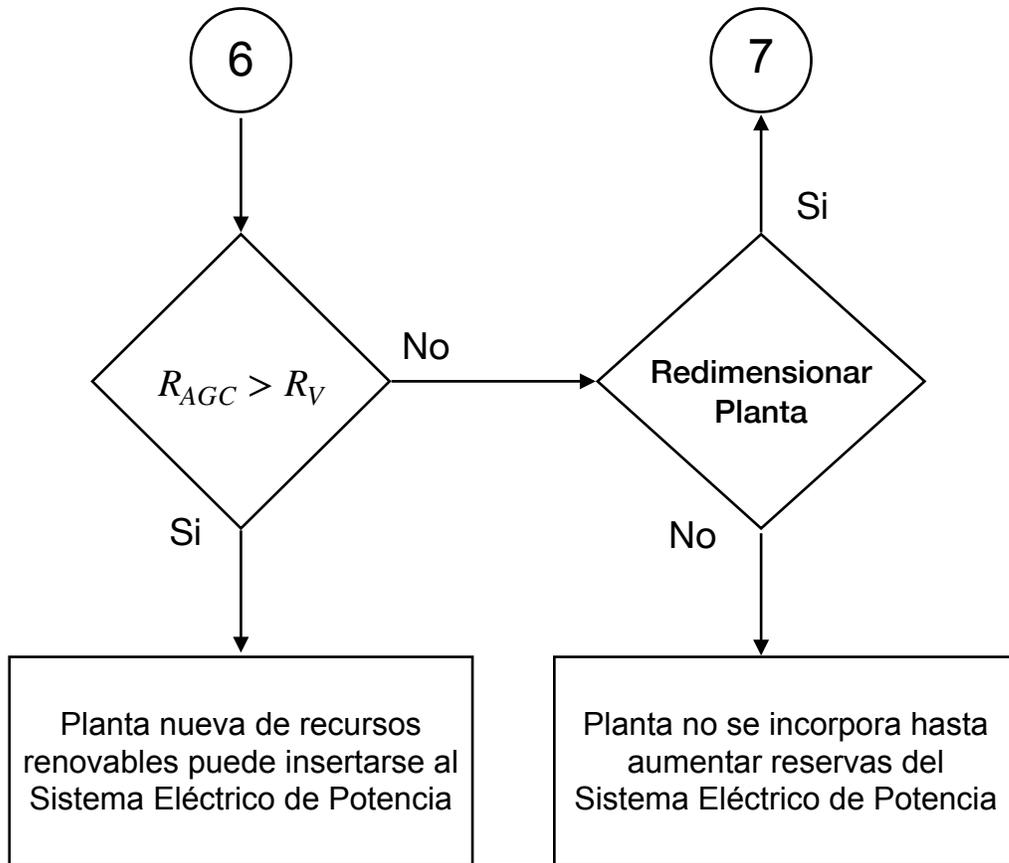
2











Fuente: Elaboración propia

## Resultados

El primer resultado tanto en el plano teórico como metodológico, que se desprendió de esta investigación fue la comprensión de la categoría de variabilidad, en tanto que todos los agentes involucrados en el estudio son intrínsecamente variables.

Los resultados de las variaciones no son valores absolutos sino que éstos también cambian de manera dinámica. Como se podrá observar a continuación, los resultados de las variaciones de potencia de las plantas a base de recursos renovables fueron diferentes en los distintos días que se seleccionaron para realizar el estudio.

El otro hallazgo importante en esta investigación es la noción de cálculo y su operativización, concepto vinculado a los anteriores. Metodológicamente este es un estudio de cálculo de variaciones. Para su realización se necesitó de datos medibles y cuantificables como por ejemplo los datos de potencia de la generación de recursos renovables existentes, los intercambios de potencia entre las Áreas de control, la carga demandada por el Sistema Eléctrico de Potencia, entre otros.

Las variabilidades ocasionada por las generaciones de potencia a base de recursos renovables impactan en gran medida en las reservas de potencia eléctrica, que debe tener el sistema eléctrico para enfrentar los déficit de generación, que en un momento dado se pueda presentar debido a la variación del recurso.

Se encontró que las variaciones que impactan en la cuantificación de reservas del sistema son las que se dan en los intercambios de potencia entre las diferentes Áreas de Control, denominadas Error de Control de Área ACE, las variaciones en la generación a base de recursos renovables que ya forman parte del sistema y la variación generada por la nueva planta, ya sea solar o eólica, que quiere incorporarse al Sistema Eléctrico de Potencia.

A lo largo del estudio se demostró que las variaciones son medibles y cuantificables, y que dependen en gran medida de la calidad de los datos históricos de las mediciones de potencia suministrados por los agentes involucrados en las variaciones.

Se constató que la inserción de una nueva planta de generación a base de recursos renovables aumenta el total de variaciones de potencia que debe tomar en cuenta el Sistema

Eléctrico de Potencia; y que, por lo tanto, se deben aumentar sus reservas para enfrentar las variaciones en la operación.

### **Ejemplo de Cálculo de la Variabilidad del Recurso Eólico**

A continuación, se presentan los cálculos de la variación del recurso eólico siguiendo el Método de Cálculo producto de este estudio. Los cálculos se desarrollan ordenadamente, y paso a paso, contrastando las reservas de un sistema con las variaciones totales, hasta determinar si la planta de energía renovable puede ser incorporada al Sistema Eléctrico de Potencia.

Se mostrarán los cálculos para tres días típicos: alto recurso, bajo recurso y período de transición.

#### ***Paso 1: Recopilación de Datos***

Los días de estudio seleccionados tienen 144 datos, con frecuencia de cada 10 minutos y se presentan el Anexo 1.

#### ***Paso 2: Selección de Días de Estudio***

Los días seleccionados para este ejemplo son: un día de alto recurso, un día de bajo recurso y un día del período de transición.

#### ***Paso 3: Cálculos de las Variaciones de ACE***

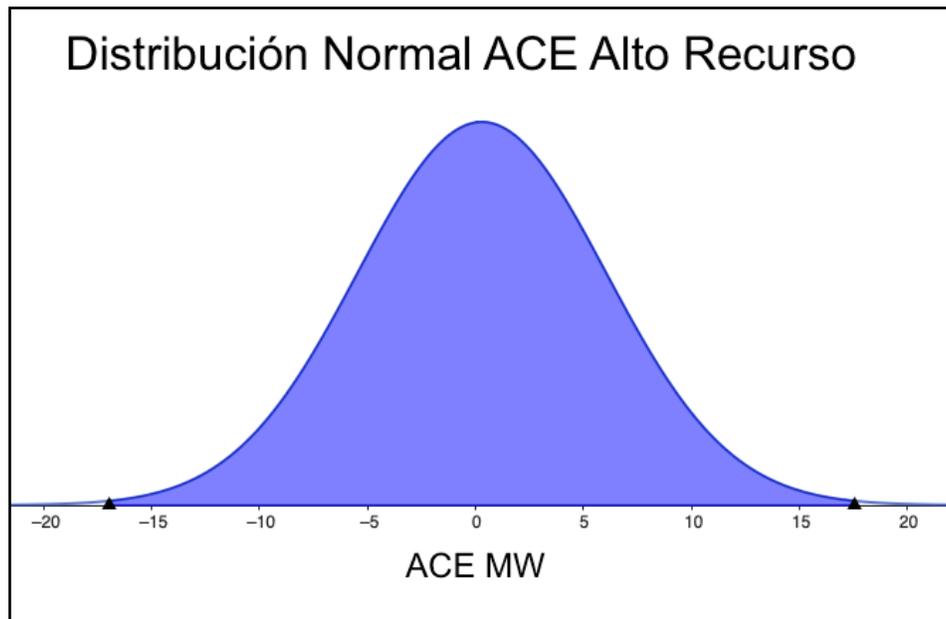
Para el día de Alto Recurso:

$$\mu_{ACE} = \frac{\sum_{i=1}^{144} ACE_i}{144} = \frac{43.41}{144} = 0.3 \text{ MW}$$

$$\sigma_{ACE} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{144} (ACE_i - \mu_{ACE})^2}{144}} = 5.75 \text{ MW}$$

$$3\sigma_{ACE} = 17.25 \text{ MW}$$

Figura 2. Distribución Normal ACE en Alto Recurso



Fuente: Elaboración Propia

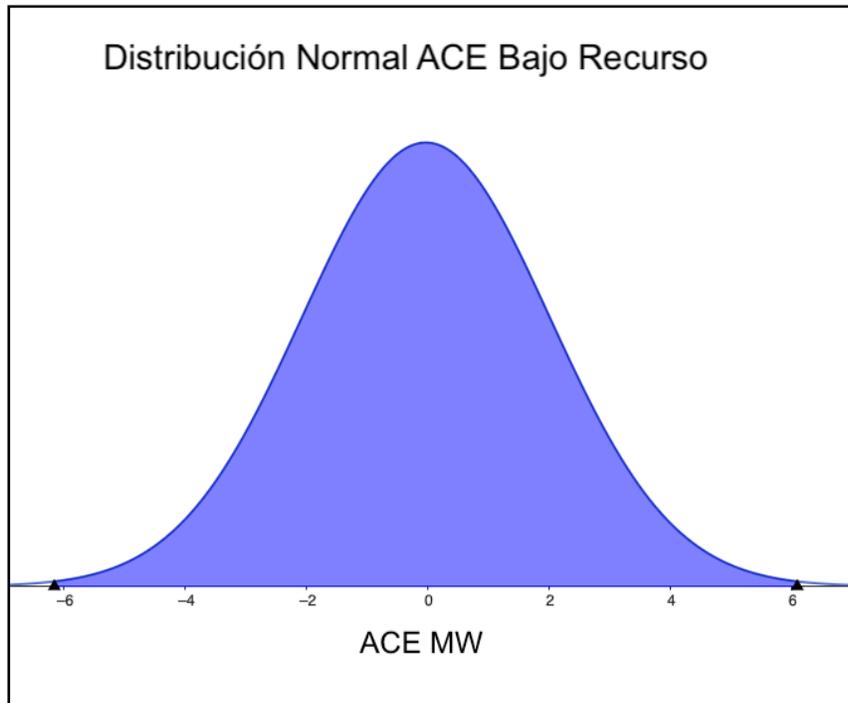
Para el día de Bajo Recurso:

$$\mu_{ACE} = \frac{\sum_{i=1}^{144} ACE_i}{144} = \frac{16.42}{144} = 0.11 \text{ MW}$$

$$\sigma_{ACE} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{144} (ACE_i - \mu_{ACE})^2}{144}} = 2.12 \text{ MW}$$

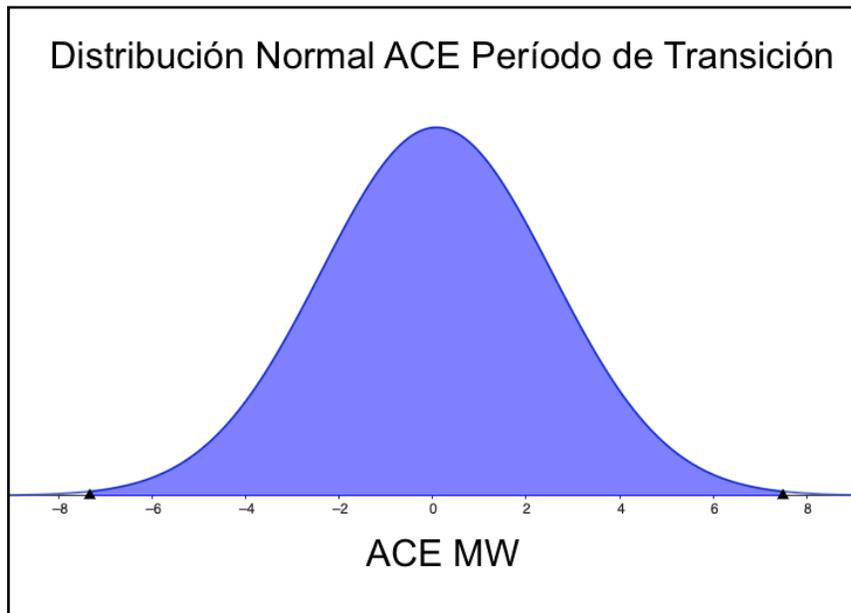
$$3\sigma_{ACE} = 6.35 \text{ MW}$$

Figura 3. Distribución Normal ACE en Bajo Recurso



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4. Distribución Normal ACE en Período de Transición



Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla No. 2 se presentan los cálculos de variaciones del Error de Control de Área para los días seleccionados.

Tabla 2. Variaciones ACE

Día de Estudio	$\mu_{ACE}$ MW	$\sigma_{ACE}$ MW	$3\sigma_{ACE}$ MW
Alto Recurso	0.3	5.75	17.25
Bajo Recurso	0.11	2.12	6.35
Período Transición	0.08	2.47	7.41

**Paso 4: Cálculos de las Variaciones de Potencia de la Generación a Base de Recursos Renovables Existentes**

Variación Eólica Existente:

Para el día de Alto recurso:

Se procede a calcular una nueva serie de datos de los incrementos de carga y generación eólica::

$$\Delta Pc_i = Pc_{i+1} - Pc_i$$

$$\Delta Pe_i = Pe_{i+1} - Pe_i$$

$$\Delta\mu_e = \frac{\sum_{i=1}^{143} \Delta Pe_i}{144 - 1} = \frac{-43.57}{143} = -0.3 \text{ MW}$$

$$\sigma_{Eolico} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{143} (\Delta Pe_i - \Delta\mu_e)^2}{143}} = 4.2 \text{ MW}$$

$$\Delta\mu_c = \frac{\sum_{i=1}^{143} \Delta P_{C_i}}{144 - 1} = \frac{-36.32}{143} = -0.25 \text{ MW}$$

$$\sigma_{Carga} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{143} (\Delta P_{C_i} - \Delta\mu_c)^2}{143}} = 13.9 \text{ MW}$$

$$\sigma_{Eneta} = \sqrt{\sigma_{carga}^2 + \sigma_{Eolico}^2} = 14.5 \text{ MW}$$

$$\text{Variaciones Potencia Eólica Existente} = 3 (\sigma_{Eneta} - \sigma_{Carga}) = 1.8 \text{ MW}$$

Los datos para los cálculos de los días de bajo recurso y período de transición se encuentran en el Anexo uno y los resultados en la Tabla 3.

Variación Solar Existente:

Se procede a calcular una nueva serie de datos de los incrementos:

$$\Delta P_{S_i} = P_{S_{i+1}} - P_{S_i}$$

Para el día seleccionados la producción de generación solar ocurrió entre las 6:30 AM y las 5:20 PM, contabilizando 66 registros, por tanto:

$$\Delta\mu_s = \frac{\sum_{i=1}^{65} P_{S_i}}{66 - 1} = \frac{-3.52}{65} = -0.05 \text{ MW}$$

$$\sigma_{Solar} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{65} (\Delta P_{S_i} - \Delta\mu_s)^2}{65}} = 20.92 \text{ MW}$$

$$\sigma_{Sneta} = \sqrt{\sigma_{carga}^2 + \sigma_{Solar}^2} = 25.1 \text{ MW}$$

$$\text{Variaciones Potencia Solar Existente} = 3 \left( \sigma_{Sneta} - \sigma_{Carga} \right) = 33.7 \text{ MW}$$

Tabla 3. Variación de Generación a base de Recursos Renovables Existentes

Día de Estudio	$\sigma_{Carga}$ MW	$\sigma_{Eolico}$ MW	$\sigma_{Eneta}$ MW	Variación Eólica MW	$\sigma_{Solar}$ MW	$\sigma_{Sneta}$ MW	Variación Solar MW
Alto Recurso	13.9	4.2	14.5	1.8	20.92	25.1	33.7
Bajo Recurso	13.2	1.6	13.3	0.3	12.97	18.51	15.91
Período Transición	14.3	3.3	14.6	1.1	20.4	24.9	31.8

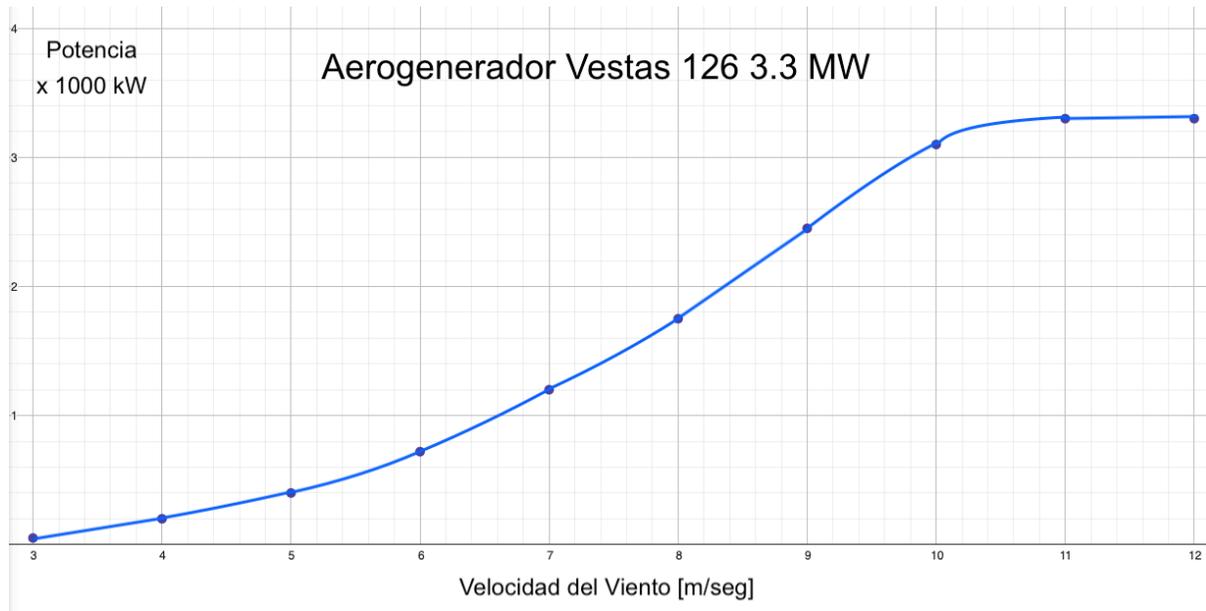
#### **Paso 5. Cálculo de la Variación de Potencia Planta Nueva Eólica**

Los datos de potencia corresponden al Aerogenerador Vestas V126 3.3 MW y tiene las siguientes especificaciones que se muestran en la Tabla 3 y la curva de potencia se muestra en la Figura 5.

Tabla 4. Datos de Aerogenerador

Potencia nominal	3,300.0 kW
Velocidad del viento	3.0 m/seg
Velocidad nominal del viento	12.0 m/seg
Velocidad del viento de corte	22.5 m/seg

Figura 5. Curva de Potencia del Aerogenerador



Fuente: Tomada del Sitio Web Oficial de Vestas.

De los 144 datos de potencia del día de estudio obtenemos la media:

$$\mu_{AEG} = \frac{\sum_{i=1}^{144} P_{AEGi}}{144} = \frac{458,369.79}{144} = 3,183.12 \text{ kW}$$

$$\sigma_{AEG} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{144} (P_{AEGi} - \mu_{AEG})^2}{144}} = 126.54 \text{ kW}$$

Cálculo de los límites superior e inferior de generación del Aerogenerador:

$$P_{Emax} = \mu_{AEG} + 3\sigma_{AEG} = 3,183.12 + 3 \times 126.54 = 3,562.74 \text{ kW}$$

La potencia máxima del Aerogenerador es  $P_{AEGmax} = 3,300 \text{ kW}$ . Procedemos a comparar los valores:

La expresión  $P_{Emax} > P_{AEGmax}$  es verdadera, entonces  $P_{Emax} = 3,300 \text{ kW}$

$$P_{Emin} = \mu_{AEG} - 3\sigma_{AEG} = 3,183.12 - 3 \times 126.54 = 2,803.5 \text{ kW}$$

La potencia mínima del Aerogenerador es  $P_{AEGmin} = 0 \text{ kW}$

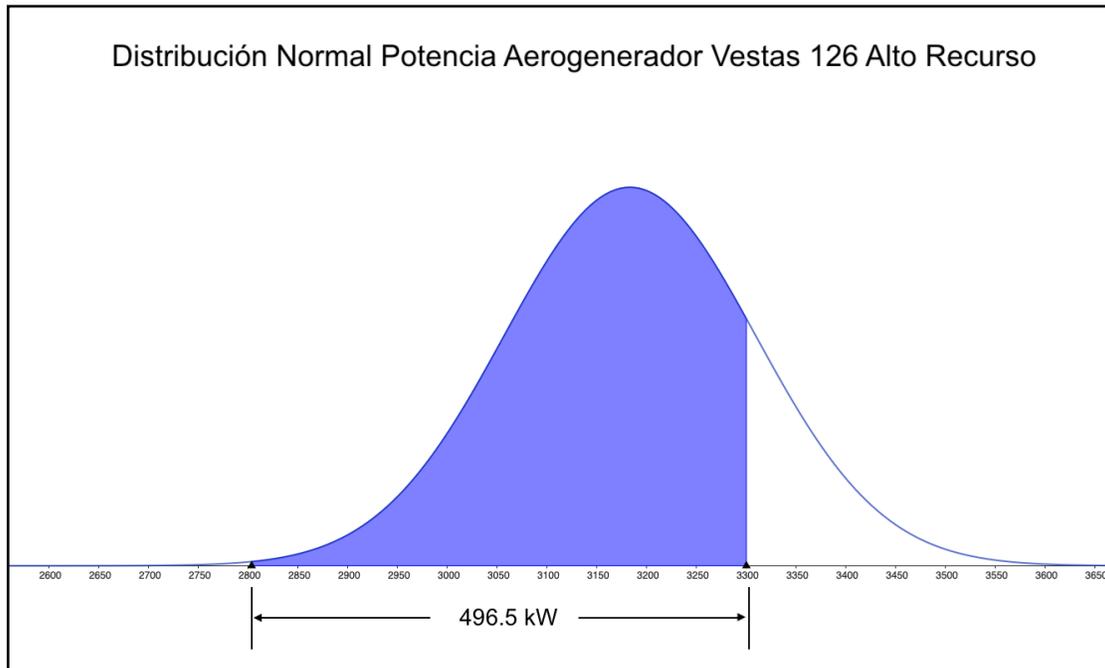
La expresión  $P_{Emin} < P_{AEGmin}$  es falsa, entonces  $P_{Emin} = 2,803.5 \text{ kW}$

La banda de generación de potencia del Aerogenerador es:

$$\Delta P_{AEG} = P_{Emax} - P_{Emin} = 3,300 - 2,803.5 = 496.5 \text{ kW}$$

El área sombreada bajo la curva normal de la Figura 4 muestra el rango variación de potencia del Aerogenerador Vestas V126 en Alto Recurso.

Figura 6. Distribución Normal Aerogenerador Vestas V126 en Alto Recurso



Fuente: Elaboración propia

La variación total del parque eólico con 30 Aerogeneradores Vestas V126 en alto recurso viene dada por la expresión:

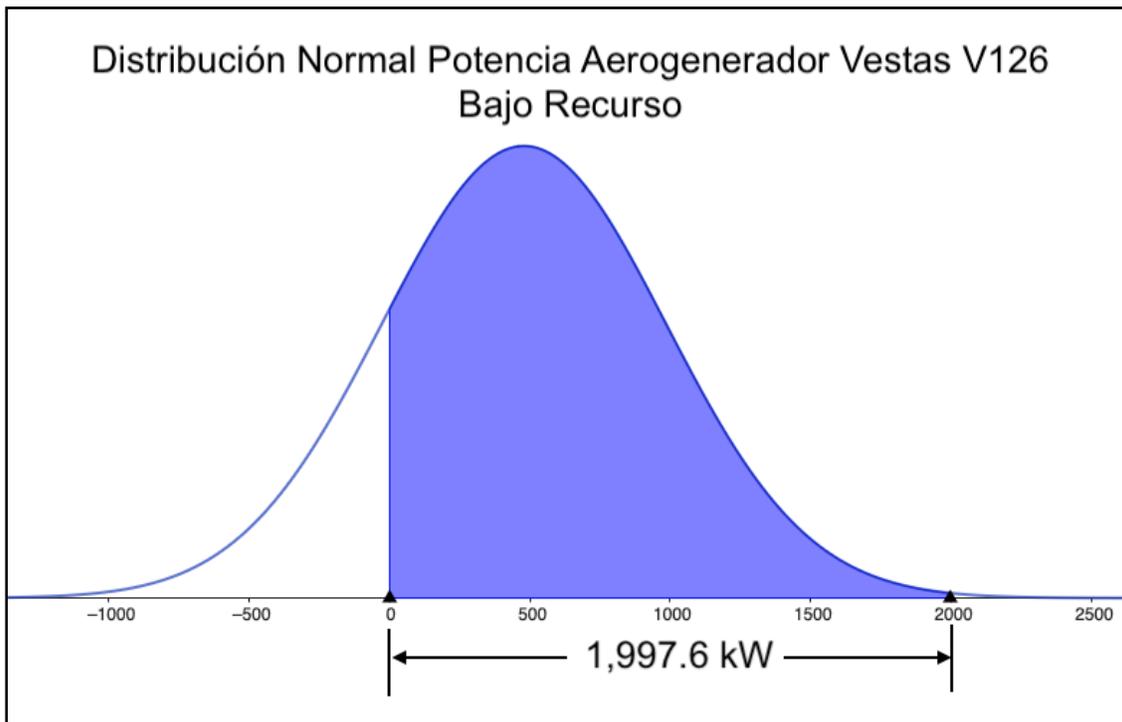
$$\Delta E_{Parque} = \Delta P_{AEG} \times \sqrt{N} = 496.5 \times \sqrt{30} = 2,719.4 \text{ kW}$$

La variación de potencia del nuevo parque eólico nuevo es:

$$\pm 3\sigma_{Enuevo} = 2.72 \text{ MW}$$

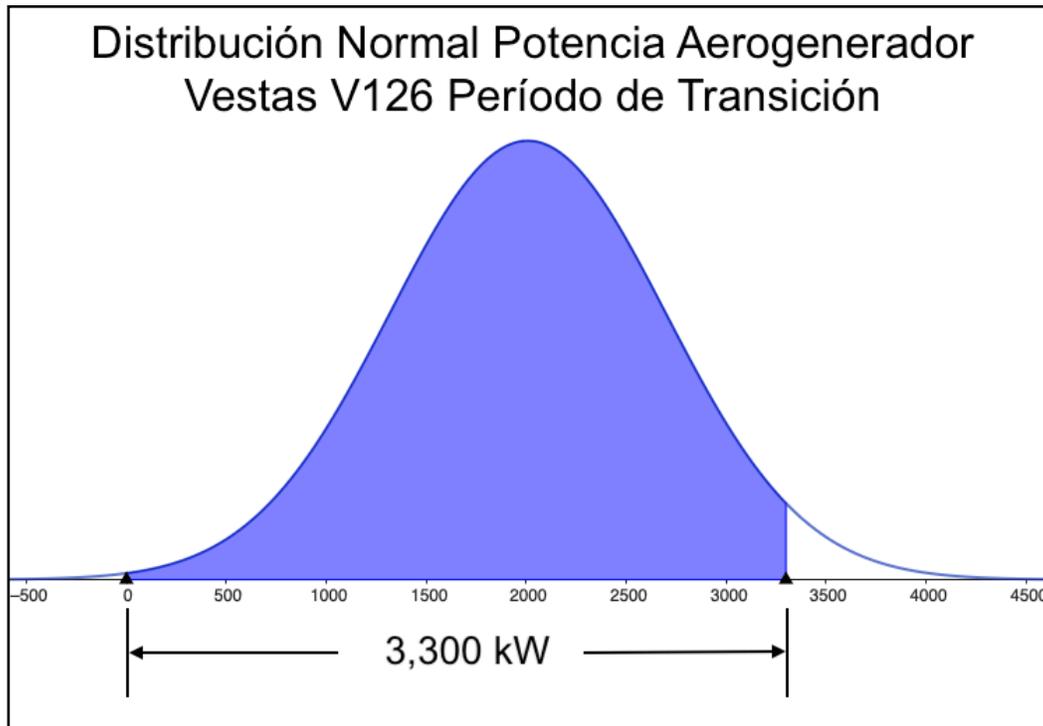
Los resultados de los otros días de estudio de las variaciones de la nueva planta eólica se muestran en la Tabla No. 5

Figura 7. Distribución Normal Aerogenerador Vestas V126 en Bajo Recurso



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8. Distribución Normal Aerogenerador Vestas V126 en P. Transición



Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5. Variación de Generación Nueva Planta Eólica

Día de Estudio	$\mu_{AEG}$ kW	$\sigma_{AEG}$ kW	$P_{Emax}$ kW	$P_{Emin}$ kW	$\Delta P_{AEG}$ kW	$\Delta E_{Parque}$ kW	$\pm 3\sigma_{Nuevo}$ MW
Alto Recurso	3,183.1	126.4	3,300	2,803.5	496.52	2,719.4	2.72
Bajo Recurso	478.44	506.37	1,997.6	0	1,997.6	10,941	10.9
Período Transición	2,008.27	690.83	3,300	0	3300	18,075	18.1

### Paso 6: Cálculo de la Variación Total por Recursos Renovables

Se procede a calcular las variaciones totales:

$$R_V = 3\sigma_{ACE} + 3(\sigma_{Eneta} - \sigma_{carga}) + 3(\sigma_{Sneta} - \sigma_{carga}) + (\pm 3\sigma_{Nuevo})$$

Alto Recurso:  $R_V = 17.25 + 1.8 + 33.7 + 2.72 = 55.47$  MW

Bajo Recurso:  $R_V = 6.35 + 0.3 + 15.91 + 10.9 = 33.46$  MW

Período Transición:  $R_V = 7.41 + 1.1 + 31.8 + 18.1 = 58.41$  MW

### Paso 7. Cálculo de Reservas

Reservas en el día de Alto Recurso: Para este día de estudio se ha toado la demanda máxima de 1,293.94 MW.

Los generadores disponibles para cubrir las reservas se muestran en la Tabla 7. Se ha cubierto la demanda con los primeros 14 generadores.

$$R_{AGC} = \sum_{i=1}^{14} \Delta P_{AGC_i} = 80.2 \text{ MW}$$

Tabla 6. Despacho para cubrir la Demanda

No.	Día de Estudio	Demanda MW	Plantas sin AGC MW	Plantas con AGC MW	Reservas MW	Tipo Dem
1	Alto Recurso	1,293.94	955.34	338.6	80.2	Máxima
2	Bajo Recurso	1,272.91	915.91	357.0	87.0	Media
3	P. Transición	681.0	324	357.0	87.0	Mínima

Tabla 7. Generadores que están en AGC con su Orden de Mérito

No.	Planta	Bus Number	OM	Tipo	Pmax (MW)	Despacho MW	Reserva de Regulación MW
1	Planta 1	3001	1	HYD-R	75.0	55.0	20
2	Planta 2	3002	1	HYD-R	75.0	55.0	20
3	Planta 3	3005	1	HYD-R	14.5	14.0	0.5
4	Planta 4	3006	1	HYD-R	14.5	14.0	0.5
5	Planta 5	3007	1	HYD-R	20.0	10.0	10
6	Planta 6	3008	1	HYD-R	20.0	10.0	10
7	Planta 7	3009	1	HYD-R	20.0	10.0	10
8	Planta 8	3402	2	HYD-E	11.2	10.6	0.6
9	Planta 9	3402	2	HYD-E	11.2	10.6	0.6
10	Planta 10	3402	2	HYD-E	11.2	10.6	0.6
11	Planta 11	3552	2	HYD-R	20.0	19.0	1.0
12	Planta 12	3552	2	HYD-R	20.0	19.0	1.0
13	Planta 13	3263	2	HYD-R	53.0	50.4	2.7
14	Planta 14	3264	2	HYD-R	53.0	50.4	2.7
15	Planta 15	3244	4	GT	22.5	18.5	4.0
16	Planta 16	3244	4	GT	22.5	19.5	3.0
17	Planta 17	3003	7	HYD-R	75.0	55.0	20
18	Planta 18	3004	7	HYD-R	75.0	55.0	20
19	Planta 19	3010	7	HYD-R	20.0	10.0	10
TOTALES					633.6	496.6	137.0

### **Paso 8: Comparación de Variabilidad Contra Reservas**

Para el Alto Recurso

Total de Variabilidades:  $R_V = 55.47$  MW

Total de Reservas:  $R_{AGC} = 80.2$  MW

La expresión  $R_{AGC} > R_V$  es verdadera, entonces: “Planta nueva se incorpora al Sistema”. La Tabla 8. Muestra la comparación del Recurso y la calificación,

Tabla 8. Comparación Variabilidad Versus Reservas

No.	Día de Estudio	$R_V$ MW	$R_{AGC}$ MW	$R_{AGC} > R_V$	Calificación
1	Alto Recurso	55.47	80.2	Si	Planta puede incorporarse
2	Bajo Recurso	33.46	87.0	Si	Planta puede incorporarse
3	P. Transición	58.41	87	Si	Planta puede incorporarse

Es importante mencionar que cuando se analiza una demanda que este fuera de las horas solares, las variaciones por generación solar existente no se toman en cuenta.

Con el paso anterior se finaliza el proceso de cálculo objeto de este estudio y demuestra que todos los objetivos planteados han sido cumplidos, tanto el Objetivo General como los Objetivos Específicos.

## Discusión

Los resultados obtenidos demuestran que las plantas de generación a base de recursos renovables tanto eólica como solar, presentan variaciones en generación de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico de Potencia debido a que su recurso primario como la velocidad del viento o la radiación solar es variable. Por ello, las plantas de generación conectadas al sistema ajustadas en Control de Generación Automática, tienen que usar sus reservas de generación para suplir la demanda que en un momento determinado las plantas a base de recursos renovables no pueden satisfacer.

A su vez, los Sistemas Eléctricos de Potencia de los países centroamericanos están interconectados. A cada uno de estos sistemas se le denomina Área de Control. Cuando un Área de Control sufre un desbalance inesperado en la generación/carga el resto de Áreas de control concedas con ésta, tienen que usar sus reservas de generación para encontrar de nuevo el equilibrio en sus interconexiones y el balance generación/carga de cada sistema.

Por tanto, los Sistemas Eléctricos de Potencia deben tener suficientes reservas en sus plantas generadoras, para suplir los déficit de potencia eléctrica que se presenten por la variación del recurso renovable de cualquiera de los agentes involucrados.

El impacto que ocurre en el Sistema Eléctrico de Potencia debido a las variaciones de los recursos renovables, guarda relación con la cantidad de potencia disponible en AGC. En la medida que se sumen plantas a base de estos recursos, las reservas disminuyen a niveles críticos, provocando que el sistema no esté en capacidad de albergar más plantas a base de ese tipo de energías. Cada vez que una planta de energías renovables se suma al Sistema Eléctrico de Potencia, éste disminuye sus reservas.

Por lo regular, la generación eléctrica a base de energías renovables disminuye sus capacidades de inyección de potencia en dependencia de la estación del año. Hay estaciones del año donde el recurso es menos abundante y estaciones donde el recurso es más abundante. Como se mostró en este Estudio, en alto recurso los generadores tienen mayor probabilidad de estar inyectando potencia al máximo y, la variación es poca, como se ve en la curva de distribución normal del alto recurso de la Figura No. 2.

En cambio, en el período de transición que ilustra la Figura No. 5, la generación del aerogenerador abarca un amplio rango; desde la potencia mínima hasta la potencia máxima,

ocasionando que las variaciones de generación de potencia sean mayores durante ese período; provocando que el Sistema Eléctrico de Potencia disponga de sus reservas en cantidades mayores. Con esto se comprueba que las variaciones no son estáticas, sino que varían según las estaciones del año, siendo mayores en el período de transición.

Los valores de las variaciones tienen su dinámica propia, no obstante las reservas del sistema eléctrico de potencia cambian en función de la demanda. Por ejemplo, la demanda mínima se presenta en horas tempranas, la demanda máxima ocurre en horas de la noche y, la cantidad de generadores ajustados en Control de Generación Automática varía en las diferentes horas del día. La cantidad de generadores que estarán disponibles en cada hora; no solo están sujetos a la demanda y cantidad de reservas que puedan aportar sino también a la política de operación del Centro Nacional de Despacho de Carga.

Así como, la reserva cambia en una escala de tiempo diaria, también cambia entre las diferentes estaciones del año. En invierno las plantas hidroeléctricas tienen mayor disponibilidad de potencia y en verano pueden generar menos y todo depende de la regulación de su embalse. La cogeneración de las plantas de biomasa como el bagazo de la caña de azúcar; por ejemplo, solo se da en tiempos de zafra lo que hace que las reservas de generación cambien por los tipos de generadores que entran y salen dependiendo de la estación del año. De la misma manera, las plantas existentes eólicas y solares, tienen una producción es estacional, lo que influye en la calidad de reservas por el desplazamiento de generadores en el orden de mérito.

Así, cada vez que una planta de generación a base de energía renovable quiera formar parte del Sistema Eléctrico de Potencia, ésta debe presentar un estudio de variabilidad del recurso y la potencia de generación que se inyectará al sistema. Los datos de potencia deben darse en unidades de kW o MW y deben ser cada 10 minutos durante un año consecutivo.

A su vez, los cálculos de variabilidad de la generación cambian según el periodo, ya sea de alto o bajo recurso. Puede resultar factible que la planta se conecte al sistema dependiendo de la estación. Así mismo, puede ocurrir que en la política de operación, la planta sea despachable en alto recurso y no ser descartada definitivamente. En el tiempo de bajo recurso, la planta puede entrar en mantenimiento y durante el período de transición ajustarse a la política de operación.

La base de datos del Sistema Eléctrico de Potencia que maneja el Centro Nacional de Despacho de Carga debe ser lo más verás posible para obtener buenos resultados y estos deben manejarse en formatos accesibles con un orden establecido para que el desarrollador de la planta a base de recursos renovables, los utilice fácilmente.

El aspecto más importante de esta discusión estriba en la consecución del Objetivo General del Estudio, que consiste en la elaboración de un método de cálculo de creación propia, para analizar no sólo la variabilidad de la planta candidata que quiere formar parte del Sistema Eléctrico de Potencia, sino también la variabilidad de todos los agentes involucrados que puedan incidir en el uso y cantidad de las reservas disponibles. El método de cálculo de la variabilidad logrado, se caracteriza por su sencillez y por la fácil mecanización de los cálculos en el momento de su implementación.

## Recomendaciones

Si bien, la implementación de este sencillo método de cálculo simplifica la obtención de resultados en la cuantificación de las variabilidades de potencia que provoca una planta de generación a base de recursos renovables; el resultado de este método redundará en saber si una planta candidata, a base de energías renovables, puede formar parte del Sistema Eléctrico de Potencia. Y, en el caso de esa planta obtenga diferentes resultados en las diferentes estaciones del año; puede ser factible que esa planta genere energía solo en cierta estación. Le compete al desarrollador valorar si una generación parcial puede cubrir o no sus costos financieros.

Este método calcula la variabilidad de los recursos renovables en un día determinado y los resultados están supeditados a la determinación de los días típicos. Pero, también puede ocurrir que un día cualquiera de cualquier estación del año, las reservas puedan ser mayores que la variabilidad o viceversa. De allí la importancia de saber escoger el día típico porque aunque se trate de la misma estación, ningún día de la estación es igual otro. Tanto así, que pueda darse el caso que la planta candidata que se está analizando obtenga resultados no satisfactorios por escoger un día atípico para realizar el cálculo.

De acuerdo a lo anterior, debe contarse con un algoritmo de cálculo para confeccionar un programa que permita calcular de manera rápida y eficiente varios días de una misma estación del año o todos los días, y crear gráficas del comportamiento de las reservas y de las variaciones, y de esta manera se pueda brindar un mejor análisis de los que suceden con la planta candidata que quiere insertarse en el Sistema Eléctrico de Potencia.

Por su parte, el Centro Nacional de Despacho de Carga debe manejar las bases de datos en continua actualización y guardarlas en formatos que los desarrolladores puedan fácilmente utilizar para su lectura e implementación en los cálculos de las variaciones.

Este estudio sienta las bases para que se pueda continuar profundizando en el tema y consolidando un enfoque dinámico en los cálculos de variabilidades de los recursos renovables y reservas del parque de generación, que están en continuo cambio, minuto a minuto. Lo que al final incidirá en el mejoramiento de la política de operación del despacho de generadores.

Finalmente este estudio de variabilidad del recurso y el método de cálculo a implementar, no es simplemente para poner restricciones en la inserción de nuevas plantas a

base de recursos renovables, sino también para que el Sistema Eléctrico de Potencia mejore en su confiabilidad y cree condiciones para que puedan albergar más plantas a base de estos recursos y sumado a eso, implementar políticas en cada país centroamericano, para que la inserción de recursos renovables sea una preocupación nacional, para que las mejoras del sistema sea de forma continua

Como primera y rotunda recomendación se propone la implementación del método de cálculo de variabilidad, considerando los pasos que oportunamente se señalaron a lo largo de este estudio.

Como aspecto complementario del método de cálculo se recomienda la elaboración de un algoritmo que facilite los cálculos necesarios; así como, graficar las variaciones y reservas con el objetivo de conocer, en detalle, lo que sucede con la planta candidata que quiere insertarse en el Sistema Eléctrico de Potencia.

Es función del Centro Nacional de Despacho de Carga, mantener actualizado los datos. Al respecto, se recomienda que los datos sean entregados en formatos para que los desarrolladores puedan fácilmente utilizarlos para su lectura y utilización en los cálculos de las variaciones.

Es recomendable que el Operador del Sistema Eléctrico de Potencia mejore la cantidad de reservas continuamente, por la necesidad de contar con reserva para satisfacer los déficit en momentos determinados. De esta manera, se garantiza la confiabilidad del sistema; sobre todo, al momento de satisfacer los déficit que ocurren producto de la variabilidad del recurso

Si bien, el estudio da pautas para consolidar un enfoque dinámico de los cambios de variabilidades y reservas del parque de generación. Se recomienda que se continúe profundizando en el tema; para incidir en el mejoramiento de la política de operación en el despacho de generación del Centro Nacional de Despacho de Carga.

Finalmente, se recomienda para la carrera de Ingeniería Eléctrica incluir el tema de las Energías Renovables como asignatura o mención.

## Conclusiones

La variabilidad de los recursos renovables y su impacto en las reservas del sistema, es un tema que amerita ser estudiado a profundidad, sobre todo, ahora que se cuenta con el aporte del método de cálculo; cuya implementación garantizará la entrada a las nuevas plantas sin restarle confiabilidad al Sistema Eléctrico de Potencia.

Los sistemas de generación deben aumentar constantemente las reservas de potencia y estar preparado para la inversión de nuevas plantas a base de recursos renovables, lo que ya esta marcando tendencia. Entre mayor es la reserva de potencia, mayor confiabilidad tiene el sistema para albergar más plantas a base de estos recursos. En consecuencia si la variabilidad es mayor que la reserva, la planta nueva no puede ingresar al sistema. Para que la planta candidata pueda ingresar al sistema, la reserva debe ser mayor que la variabilidad.

Los nuevos avances tecnológicos, deben centrar su atención en las plantas de energías renovables para que éstas estén provistas de dispositivos de almacenamiento de energía y puedan inyectar potencia eléctrica adicional de forma temporal. Así, el Sistema Eléctrico de Potencia podrá disponer de más reservas y consecuentemente aumentar su confiabilidad.

Para los cálculos de vacaciones de potencia, los datos históricos de todas las variables involucradas tales como: El Error de Control de Área, las plantas de generación a base de energías renovables existente y la demanda del sistema, son de suma importancia para la obtención de los cálculos finales de las variaciones de potencia. El Centro Nacional de Despacho de Carga debe manejar y suministrar esos datos de forma veraz, proveer fácil acceso y mantenerlos en continua actualización.

Para bajar los costos de generación y que estos impacten positivamente en la tarifa de los consumidores, la inserción de plantas eléctricas que tienen como recurso primario la energía renovable variable es necesaria.

La elaboración del método de cálculo que se acaba de presentar sirvió para calcular no solo la variabilidad de una planta nueva a base de recursos renovables, sino también, la variabilidad de todos los agentes involucrados que inciden en el uso y la cantidad de las reservas disponibles. De esta manera se cumplió con todos los objetivos propuestos al inicio de este estudio.

## Bibliografía

Ackermann, T. (2005). *Wind power in Power Systems* [PDF]. Stockholm: John Wiley & Sons

Momoh, J. A. (2009). *Electric Power System Applications of Optimization*. Boca Raton: CRC Press.

Bird L. (2013) *Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions*. Golden, CO. USA: NREL. National Renewable Energy Laboratory.

Du, P., Baldick, R., Tuohy, A. (2017). *Integration of Large-Scale Renewable Energy into Bulk Power Systems*. Taylor, TX. USA: Springer

Keyhani, A., Marwali, M., Dai, M. *Integration of Green and Renewable Energy in Electric Power Systems*. New Jersey: John Wiley and Sons.

Zare, M., Mohammadi-Ivatloo. B. (2020). *Integration of Renewable Energy Sources Into the Power Grid Through PowerFactory*. Switzerland: Springer

Patel, M. R., (2006). *Wind and Solar Power Systems. Design, Analysis, and Operation*. Second Edition. New York: CRC Taylor & Francis.

Manwell, J. F., McGowan, J. G., Rogers, A. L. (2002). *Wind Energy Explained. Theory, Design and Application*. West Sussex, England: John Wiley & Sons.

Anaya-Lara, O., Jenkins, N., Ekanayake, J., Cartwright, P., Hughes, M. (2009). *Wind Energy Generation, Modeling and Control*. West Sussex, UK: John Wiley and Sons.

Stiebler, M. (2008). *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*. Berlin: Springer.

Carta, J., Calero, R., Colmenar, A., Castro, M. (2009). *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. Madrid: Pearson Educación.

Masters, G. (2004). *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. New Jersey: John Wiley & Sons.

Ferris, L., Infield, D. (2008). *Renewable Energy in Power Systems*. New Jersey: John Wiley & Sons.

Munger, T., Jadraque, E., Etxebarria, S. (2022). *The Coming of Age of Solar and Wind Power*. Switzerland: Springer.

Gasch, R., Tvele, J. (2012) *Wind Power Plants. Fundamentals, Design, Construction and Operation*. Second Edition. Berlin: Springer.

Zhu., J. (2015). *Optimization of Power System Operation*. Second Edition. Canada: IEEE PRESS. Wiley

## ANEXOS

## Anexo 1. Datos de días seleccionados

### Datos del día de alto recurso

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
1/1/17	12:00 AM	-0.60	157.58	-0.77	812.77	3093.97
1/1/17	12:10 AM	1.51	159.70	-0.76	803.44	3042.46
1/1/17	12:20 AM	0.50	159.74	-0.75	796.60	2980.14
1/1/17	12:30 AM	-1.56	160.64	-0.75	790.08	2944.73
1/1/17	12:40 AM	1.74	162.77	-0.74	782.58	2976.33
1/1/17	12:50 AM	0.45	164.09	-0.75	779.44	3005.71
1/1/17	1:00 AM	2.36	162.49	-0.75	772.00	3101.04
1/1/17	1:10 AM	1.04	162.88	-0.75	768.68	3097.93
1/1/17	1:20 AM	-2.99	161.94	-0.75	761.69	3232.11
1/1/17	1:30 AM	-1.62	163.92	-0.75	756.95	3265.84
1/1/17	1:40 AM	-1.21	162.61	-0.75	750.67	3068.69
1/1/17	1:50 AM	0.08	165.66	-0.76	748.15	3044.29
1/1/17	2:00 AM	0.12	166.02	-0.76	743.86	3121.00
1/1/17	2:10 AM	-0.50	164.95	-0.76	741.97	3129.24
1/1/17	2:20 AM	2.23	165.81	-0.76	731.54	3202.79
1/1/17	2:30 AM	1.61	167.12	-0.76	732.38	3047.49
1/1/17	2:40 AM	0.75	165.33	-0.76	733.00	3047.97
1/1/17	2:50 AM	1.36	161.72	-0.76	731.79	3019.04
1/1/17	3:00 AM	0.65	162.89	-0.76	732.31	2997.59
1/1/17	3:10 AM	0.77	163.88	-0.76	733.38	3064.84
1/1/17	3:20 AM	1.66	164.17	-0.76	735.53	2980.34
1/1/17	3:30 AM	1.58	164.86	-0.76	729.88	2941.36
1/1/17	3:40 AM	2.74	166.25	-0.76	724.25	3132.43
1/1/17	3:50 AM	2.86	167.18	-0.76	719.29	3267.57

Datos del día de alto recurso

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
1/1/17	4:00 AM	0.52	167.63	-0.76	724.56	3144.29
1/1/17	4:10 AM	1.16	167.46	-0.76	735.41	3075.37
1/1/17	4:20 AM	0.35	168.19	-0.75	738.29	3249.31
1/1/17	4:30 AM	-0.54	167.60	-0.75	749.81	3242.36
1/1/17	4:40 AM	0.89	165.61	-0.75	762.98	3238.43
1/1/17	4:50 AM	-0.43	164.35	-0.76	773.52	3260.76
1/1/17	5:00 AM	3.40	164.12	-0.77	784.99	3244.70
1/1/17	5:10 AM	1.76	167.23	-0.92	807.30	3271.71
1/1/17	5:20 AM	2.09	164.89	-0.91	821.33	3276.36
1/1/17	5:30 AM	3.54	162.06	-0.92	839.62	3286.83
1/1/17	5:40 AM	1.46	163.36	-0.91	857.53	3286.90
1/1/17	5:50 AM	-2.47	163.18	-0.92	872.78	3289.63
1/1/17	6:00 AM	-2.31	164.39	-1.11	889.83	3253.17
1/1/17	6:10 AM	-1.28	163.61	-1.19	901.62	3248.53
1/1/17	6:20 AM	-0.19	166.18	-0.21	911.76	3262.56
1/1/17	6:30 AM	-1.10	163.45	5.48	920.00	3220.04
1/1/17	6:40 AM	0.54	163.51	19.92	925.97	3187.47
1/1/17	6:50 AM	2.93	165.82	43.53	934.82	3259.90
1/1/17	7:00 AM	2.78	167.10	73.24	948.66	3261.43
1/1/17	7:10 AM	-1.66	166.05	102.03	967.48	3294.89
1/1/17	7:20 AM	0.62	162.65	124.60	984.49	3291.06
1/1/17	7:30 AM	-9.54	163.23	139.67	997.70	3290.79
1/1/17	7:40 AM	1.09	162.10	155.42	1009.75	3288.04
1/1/17	7:50 AM	7.51	161.16	185.98	1026.61	3286.30

Datos del día de alto recurso

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
1/1/17	8:00 AM	0.64	161.49	212.90	1052.59	3299.71
1/1/17	8:10 AM	0.47	161.41	227.70	1062.48	3296.21
1/1/17	8:20 AM	-0.15	161.62	239.63	1074.09	3289.89
1/1/17	8:30 AM	-0.27	161.33	251.91	1083.85	3298.79
1/1/17	8:40 AM	-4.67	162.43	263.79	1096.65	3283.16
1/1/17	8:50 AM	-2.00	158.35	273.95	1100.24	3272.63
1/1/17	9:00 AM	-0.86	156.23	283.80	1112.54	3295.27
1/1/17	9:10 AM	0.39	156.22	292.91	1121.17	3295.81
1/1/17	9:20 AM	-1.47	158.18	300.80	1126.34	3298.94
1/1/17	9:30 AM	-1.63	154.84	301.98	1128.51	3296.41
1/1/17	9:40 AM	4.90	157.08	307.85	1136.09	3277.17
1/1/17	9:50 AM	-2.01	157.98	299.92	1140.70	3254.90
1/1/17	10:00 AM	-1.09	156.34	284.61	1144.99	3269.64
1/1/17	10:10 AM	8.20	155.86	301.37	1158.05	3296.60
1/1/17	10:20 AM	5.10	151.91	323.09	1158.23	3295.10
1/1/17	10:30 AM	-3.55	154.96	329.31	1178.75	3289.61
1/1/17	10:40 AM	0.33	151.60	303.60	1175.04	3281.49
1/1/17	10:50 AM	3.05	154.08	294.81	1179.47	3289.74
1/1/17	11:00 AM	-12.70	153.31	270.96	1185.77	3299.74
1/1/17	11:10 AM	-15.23	153.18	265.98	1194.15	3294.86
1/1/17	11:20 AM	-11.97	146.73	287.90	1194.09	3293.84
1/1/17	11:30 AM	-14.71	144.12	266.48	1209.81	3278.80
1/1/17	11:40 AM	15.93	140.95	285.57	1212.76	3287.86
1/1/17	11:50 AM	-0.18	142.54	252.68	1197.94	3241.79

Datos del día de alto recurso

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
1/1/17	12:00 PM	17.06	147.41	279.93	1185.23	3294.23
1/1/17	12:10 PM	2.59	149.64	305.81	1182.27	3292.99
1/1/17	12:20 PM	-20.09	127.79	252.03	1169.60	3299.69
1/1/17	12:30 PM	4.92	145.35	252.80	1157.45	3297.51
1/1/17	12:40 PM	-34.03	141.51	230.40	1145.55	3299.10
1/1/17	12:50 PM	6.37	141.02	249.26	1126.33	3297.57
1/1/17	1:00 PM	1.01	140.64	237.09	1130.23	3287.19
1/1/17	1:10 PM	-1.74	148.23	206.35	1130.43	3293.86
1/1/17	1:20 PM	0.10	150.01	213.27	1120.49	3293.86
1/1/17	1:30 PM	-2.99	147.05	197.63	1115.60	3269.90
1/1/17	1:40 PM	5.08	149.10	200.55	1116.36	3227.11
1/1/17	1:50 PM	9.93	142.57	237.40	1112.58	3256.47
1/1/17	2:00 PM	3.49	147.28	227.50	1109.11	3283.80
1/1/17	2:10 PM	10.43	147.81	234.00	1115.94	3223.53
1/1/17	2:20 PM	-5.44	144.87	208.03	1113.39	3161.50
1/1/17	2:30 PM	1.12	138.50	213.30	1112.85	3146.41
1/1/17	2:40 PM	4.49	131.79	206.13	1113.64	3037.89
1/1/17	2:50 PM	17.79	138.00	198.87	1102.99	3083.19
1/1/17	3:00 PM	-0.93	135.68	190.06	1101.99	3099.84
1/1/17	3:10 PM	-10.88	140.01	127.77	1099.67	3264.37
1/1/17	3:20 PM	-1.20	144.22	82.30	1096.20	3212.50
1/1/17	3:30 PM	0.07	133.64	69.36	1094.69	3086.39
1/1/17	3:40 PM	-0.65	122.76	70.06	1096.18	3241.37
1/1/17	3:50 PM	0.49	114.93	56.71	1091.72	3179.74

Datos del día de alto recurso

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
1/1/17	4:00 PM	1.05	114.30	47.78	1086.64	3239.43
1/1/17	4:10 PM	-1.64	115.04	31.72	1085.84	3156.09
1/1/17	4:20 PM	6.71	124.84	55.73	1081.45	3258.79
1/1/17	4:30 PM	-6.30	120.94	34.74	1079.71	3198.74
1/1/17	4:40 PM	0.78	113.29	13.93	1079.34	3249.71
1/1/17	4:50 PM	1.11	110.06	10.01	1083.24	3198.40
1/1/17	5:00 PM	1.38	109.78	8.34	1077.79	3263.11
1/1/17	5:10 PM	1.62	112.96	4.25	1083.14	3274.67
1/1/17	5:20 PM	-1.87	116.73	1.96	1090.06	3233.76
1/1/17	5:30 PM	4.90	115.62	-0.09	1106.92	3282.66
1/1/17	5:40 PM	-0.01	115.93	-1.11	1134.11	3194.21
1/1/17	5:50 PM	1.18	112.14	-1.14	1169.81	3164.37
1/1/17	6:00 PM	-5.13	114.63	-1.08	1220.99	3282.39
1/1/17	6:10 PM	-3.16	114.19	-1.09	1259.64	3295.21
1/1/17	6:20 PM	5.52	113.85	-1.07	1278.49	3232.21
1/1/17	6:30 PM	-1.09	111.95	-1.05	1287.70	3220.76
1/1/17	6:40 PM	1.41	122.24	-1.04	1286.96	3135.86
1/1/17	6:50 PM	-0.65	129.82	-1.04	1293.95	3196.91
1/1/17	7:00 PM	0.46	126.24	-1.03	1285.61	3188.46
1/1/17	7:10 PM	-0.00	126.78	-1.04	1280.92	3189.06
1/1/17	7:20 PM	0.89	125.23	-1.03	1264.96	3149.13
1/1/17	7:30 PM	-0.68	126.46	-1.02	1253.39	3275.40
1/1/17	7:40 PM	0.57	123.55	-1.04	1202.47	3108.41
1/1/17	7:50 PM	-0.56	121.29	-1.05	1187.70	2997.33

Datos del día de alto recurso

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
1/1/17	8:00 PM	-0.42	122.20	-1.05	1165.57	3066.06
1/1/17	8:10 PM	2.11	116.56	-1.05	1145.39	2938.63
1/1/17	8:20 PM	-5.23	113.18	-1.02	1117.08	3214.27
1/1/17	8:30 PM	4.29	109.99	-1.01	1104.74	3228.51
1/1/17	8:40 PM	3.59	111.97	-1.03	1085.77	3062.24
1/1/17	8:50 PM	0.84	115.82	-1.03	1071.65	3224.57
1/1/17	9:00 PM	0.56	113.79	-1.05	1068.19	3009.71
1/1/17	9:10 PM	-4.16	108.12	-1.02	1048.03	3123.66
1/1/17	9:20 PM	-2.76	105.27	-1.04	1024.17	3056.60
1/1/17	9:30 PM	0.79	100.56	-1.03	997.88	2794.61
1/1/17	9:40 PM	1.11	100.09	-1.04	977.64	3008.19
1/1/17	9:50 PM	0.64	110.08	-1.04	957.99	2863.17
1/1/17	10:00 PM	-0.72	106.47	-1.05	935.92	2983.94
1/1/17	10:10 PM	-5.33	103.01	-1.04	916.49	3040.60
1/1/17	10:20 PM	0.64	100.62	-1.05	895.97	3020.97
1/1/17	10:30 PM	1.36	101.98	-1.05	880.03	2861.66
1/1/17	10:40 PM	7.01	103.25	-1.05	866.17	2714.03
1/1/17	10:50 PM	2.93	99.42	-1.03	850.28	2955.80
1/1/17	11:00 PM	4.87	101.19	-1.05	831.91	3093.23
1/1/17	11:10 PM	11.13	102.22	-1.04	811.04	2846.43
1/1/17	11:20 PM	1.45	103.93	-1.05	805.95	3296.89
1/1/17	11:30 PM	-0.77	103.54	-1.06	805.65	3286.24
1/1/17	11:40 PM	4.77	105.68	-1.05	792.61	3286.23
1/1/17	11:50 PM	7.47	114.01	-1.05	779.02	3284.79

Datos del día de bajo recurso

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
9/30/17	12:00 AM	-9.03	8.66	-1.08	1022.45	814.22
9/30/17	12:10 AM	-0.17	6.85	-1.09	1013.59	827.28
9/30/17	12:20 AM	0.24	6.96	-1.08	1005.43	870.96
9/30/17	12:30 AM	0.39	7.18	-1.08	998.89	767.68
9/30/17	12:40 AM	-0.07	9.33	-1.09	990.26	735.74
9/30/17	12:50 AM	1.45	11.42	-1.09	985.28	826.98
9/30/17	1:00 AM	-0.25	10.57	-1.08	978.50	934.92
9/30/17	1:10 AM	-1.50	10.94	-1.07	970.90	927.60
9/30/17	1:20 AM	-0.88	12.42	-1.06	965.24	1027.26
9/30/17	1:30 AM	1.12	12.73	-1.06	954.57	1273.84
9/30/17	1:40 AM	0.61	14.43	-1.06	947.47	1274.34
9/30/17	1:50 AM	-4.12	14.66	-1.06	939.32	1441.68
9/30/17	2:00 AM	3.55	15.30	-1.06	939.00	1512.24
9/30/17	2:10 AM	0.21	13.11	-1.06	936.38	1747.40
9/30/17	2:20 AM	-0.03	9.64	-1.06	935.87	1759.26
9/30/17	2:30 AM	2.28	9.52	-1.06	927.50	1862.84
9/30/17	2:40 AM	0.24	7.78	-1.06	932.75	1938.74
9/30/17	2:50 AM	-0.36	10.53	-1.06	924.91	1919.30
9/30/17	3:00 AM	-0.62	16.23	-1.06	924.26	1857.72
9/30/17	3:10 AM	2.21	20.66	-1.06	919.61	1758.02
9/30/17	3:20 AM	-1.06	22.91	-1.06	921.80	1692.02
9/30/17	3:30 AM	-0.99	20.77	-1.06	926.03	1698.66
9/30/17	3:40 AM	-1.45	17.33	-1.06	911.50	1409.60
9/30/17	3:50 AM	-1.15	13.39	-1.06	908.47	1211.92

Datos del día de bajo recurso

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
9/30/17	4:00 AM	-0.45	9.59	-1.06	909.86	1119.40
9/30/17	4:10 AM	-0.32	8.22	-1.06	916.02	1027.14
9/30/17	4:20 AM	2.53	5.88	-1.06	910.16	1033.08
9/30/17	4:30 AM	0.46	4.70	-1.06	920.33	1021.06
9/30/17	4:40 AM	-0.51	2.99	-1.06	926.29	944.98
9/30/17	4:50 AM	0.42	3.04	-1.07	927.17	923.28
9/30/17	5:00 AM	9.88	5.26	-1.07	933.17	910.60
9/30/17	5:10 AM	0.73	4.11	-1.05	938.18	964.94
9/30/17	5:20 AM	-1.17	1.38	-1.03	947.64	966.90
9/30/17	5:30 AM	0.07	0.49	-1.04	951.76	949.46
9/30/17	5:40 AM	-0.97	1.26	-0.78	943.70	959.14
9/30/17	5:50 AM	-0.79	1.57	7.99	943.80	1032.62
9/30/17	6:00 AM	-4.41	0.86	24.49	953.77	950.40
9/30/17	6:10 AM	-0.12	0.38	41.60	966.67	859.10
9/30/17	6:20 AM	0.88	0.43	66.99	980.18	808.10
9/30/17	6:30 AM	1.63	0.36	87.08	991.82	834.02
9/30/17	6:40 AM	0.83	0.34	116.08	1001.70	673.48
9/30/17	6:50 AM	-1.96	-0.06	133.13	1015.12	581.28
9/30/17	7:00 AM	-0.28	-0.03	153.92	1032.93	538.28
9/30/17	7:10 AM	-0.66	-0.05	177.88	1054.57	473.98
9/30/17	7:20 AM	-0.25	-0.32	199.09	1071.60	543.66
9/30/17	7:30 AM	-1.74	-0.17	199.02	1085.40	394.36
9/30/17	7:40 AM	-2.01	-0.26	201.62	1107.97	358.93
9/30/17	7:50 AM	-0.04	-0.81	219.23	1118.34	218.74

Datos del día de bajo recurso

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
9/30/17	8:00 AM	-3.43	-1.41	237.93	1140.98	290.10
9/30/17	8:10 AM	0.96	-1.45	251.74	1145.46	319.20
9/30/17	8:20 AM	0.34	-1.38	267.31	1155.40	221.28
9/30/17	8:30 AM	0.68	-1.31	272.12	1157.63	240.25
9/30/17	8:40 AM	2.16	-1.32	284.18	1153.92	323.86
9/30/17	8:50 AM	0.37	-1.31	289.79	1165.54	347.43
9/30/17	9:00 AM	-2.28	-1.19	312.14	1171.44	333.08
9/30/17	9:10 AM	0.62	-1.06	324.52	1181.16	372.25
9/30/17	9:20 AM	0.20	-1.05	345.14	1182.58	455.93
9/30/17	9:30 AM	-0.54	-1.24	353.02	1197.06	371.18
9/30/17	9:40 AM	0.66	-1.12	345.67	1201.14	423.58
9/30/17	9:50 AM	-0.79	-1.11	343.80	1204.08	276.10
9/30/17	10:00 AM	-0.11	-1.16	330.24	1208.07	213.15
9/30/17	10:10 AM	1.25	-1.12	323.85	1207.71	137.53
9/30/17	10:20 AM	0.87	-1.09	316.30	1218.27	95.76
9/30/17	10:30 AM	2.39	-1.12	324.38	1226.25	129.10
9/30/17	10:40 AM	1.54	-1.01	357.05	1227.35	73.63
9/30/17	10:50 AM	-3.08	-0.52	345.62	1235.76	68.70
9/30/17	11:00 AM	2.23	-0.34	344.46	1248.51	72.50
9/30/17	11:10 AM	0.09	-0.26	357.36	1260.68	93.73
9/30/17	11:20 AM	1.75	0.18	368.21	1266.08	62.70
9/30/17	11:30 AM	0.00	0.17	364.98	1269.07	69.83
9/30/17	11:40 AM	-2.47	0.01	371.18	1272.92	58.48
9/30/17	11:50 AM	-1.76	0.94	346.71	1270.78	35.70

Datos del día de bajo recurso

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
9/30/17	12:00 PM	-1.09	-0.49	353.51	1259.94	20.64
9/30/17	12:10 PM	0.57	0.95	366.68	1249.61	82.90
9/30/17	12:20 PM	-0.54	2.22	372.15	1239.03	16.40
9/30/17	12:30 PM	-1.43	1.18	367.89	1228.13	4.90
9/30/17	12:40 PM	0.59	-0.47	361.00	1217.61	0.00
9/30/17	12:50 PM	-0.44	-0.94	347.56	1206.90	7.70
9/30/17	1:00 PM	2.67	-0.84	316.70	1200.25	0.00
9/30/17	1:10 PM	0.45	-0.45	323.01	1193.38	0.00
9/30/17	1:20 PM	1.41	-0.57	305.75	1187.08	17.40
9/30/17	1:30 PM	-0.30	-0.47	311.00	1182.40	15.40
9/30/17	1:40 PM	-1.61	-0.83	329.48	1178.46	15.40
9/30/17	1:50 PM	-1.59	-0.99	308.90	1158.78	17.60
9/30/17	2:00 PM	5.08	-0.85	290.06	1163.47	13.80
9/30/17	2:10 PM	-0.89	-0.88	308.05	1170.03	4.80
9/30/17	2:20 PM	-0.54	-0.94	252.27	1162.51	1.30
9/30/17	2:30 PM	0.32	-1.05	193.65	1164.38	25.95
9/30/17	2:40 PM	-1.00	-0.69	181.47	1164.18	136.30
9/30/17	2:50 PM	0.57	0.63	163.40	1162.07	42.33
9/30/17	3:00 PM	-1.20	0.45	150.90	1150.08	7.00
9/30/17	3:10 PM	0.75	-0.06	154.91	1140.55	0.00
9/30/17	3:20 PM	1.83	-0.26	156.48	1133.55	0.00
9/30/17	3:30 PM	-1.26	-0.10	144.22	1129.26	0.00
9/30/17	3:40 PM	-0.31	0.30	117.74	1124.28	3.40
9/30/17	3:50 PM	0.44	-0.03	95.71	1117.47	43.40

Datos del día de bajo recurso

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
9/30/17	4:00 PM	2.35	-0.18	101.46	1112.12	49.67
9/30/17	4:10 PM	1.24	-0.50	116.40	1116.01	26.63
9/30/17	4:20 PM	1.19	-0.03	105.84	1117.03	53.13
9/30/17	4:30 PM	-1.82	2.19	70.38	1119.64	48.40
9/30/17	4:40 PM	-0.90	4.51	40.26	1115.12	27.70
9/30/17	4:50 PM	-1.25	4.11	22.64	1110.56	28.95
9/30/17	5:00 PM	-8.46	2.60	13.68	1116.35	87.83
9/30/17	5:10 PM	2.81	1.82	7.15	1125.29	84.60
9/30/17	5:20 PM	0.46	2.74	1.49	1140.36	62.76
9/30/17	5:30 PM	2.15	3.76	-1.11	1169.77	120.00
9/30/17	5:40 PM	0.76	3.68	-1.31	1228.90	130.44
9/30/17	5:50 PM	0.64	6.48	-1.17	1277.83	122.05
9/30/17	6:00 PM	3.68	7.89	-1.13	1323.79	87.43
9/30/17	6:10 PM	1.03	5.19	-1.10	1347.91	78.90
9/30/17	6:20 PM	-4.52	3.41	-1.10	1372.44	124.95
9/30/17	6:30 PM	0.65	3.92	-1.10	1373.51	69.53
9/30/17	6:40 PM	1.87	4.57	-1.10	1372.10	109.53
9/30/17	6:50 PM	-1.22	7.28	-1.09	1368.88	219.35
9/30/17	7:00 PM	1.21	9.32	-1.07	1350.20	138.66
9/30/17	7:10 PM	0.61	8.55	-1.07	1349.93	207.28
9/30/17	7:20 PM	0.09	9.96	-1.08	1346.76	202.78
9/30/17	7:30 PM	2.28	9.88	-1.09	1337.71	222.78
9/30/17	7:40 PM	0.76	13.29	-1.09	1324.21	254.60
9/30/17	7:50 PM	-2.22	14.80	-1.10	1320.10	213.76

Datos del día de bajo recurso

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
9/30/17	8:00 PM	0.71	11.06	-1.10	1311.34	195.96
9/30/17	8:10 PM	2.39	9.16	-1.10	1290.12	227.58
9/30/17	8:20 PM	0.06	14.04	-1.09	1261.93	336.55
9/30/17	8:30 PM	-1.72	14.14	-1.07	1262.19	481.58
9/30/17	8:40 PM	0.44	13.04	-1.09	1249.79	383.90
9/30/17	8:50 PM	3.23	11.33	-1.08	1248.09	368.44
9/30/17	9:00 PM	-5.36	11.02	-1.07	1233.70	521.20
9/30/17	9:10 PM	-0.44	11.17	-1.07	1216.40	425.75
9/30/17	9:20 PM	0.97	13.90	-1.07	1209.51	345.90
9/30/17	9:30 PM	0.55	11.50	-1.08	1191.20	270.20
9/30/17	9:40 PM	1.78	11.70	-1.07	1162.16	375.48
9/30/17	9:50 PM	-0.70	15.94	-1.07	1144.36	442.30
9/30/17	10:00 PM	4.97	17.12	-1.07	1123.87	532.88
9/30/17	10:10 PM	2.03	12.71	-1.08	1106.12	443.40
9/30/17	10:20 PM	1.02	11.96	-1.09	1089.93	358.13
9/30/17	10:30 PM	1.44	12.62	-1.09	1075.63	393.50
9/30/17	10:40 PM	0.56	14.41	-1.08	1066.76	424.78
9/30/17	10:50 PM	-1.05	14.64	-1.07	1056.09	335.63
9/30/17	11:00 PM	2.20	11.31	-1.10	1039.49	308.05
9/30/17	11:10 PM	0.61	9.96	-1.11	1030.49	334.18
9/30/17	11:20 PM	0.39	9.60	-1.11	1017.65	382.03
9/30/17	11:30 PM	1.36	11.33	-1.11	1002.46	482.18
9/30/17	11:40 PM	1.19	8.76	-1.11	995.85	434.83
9/30/17	11:50 PM	-0.14	9.02	-1.10	987.02	580.60

## Datos del Día Período de Transición

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
11/20/17	12:00 AM	1.29	127.46	-1.09	723.23	1803.40
11/20/17	12:10 AM	0.56	127.48	-1.10	716.97	2082.43
11/20/17	12:20 AM	-1.00	129.73	-1.09	713.46	2070.30
11/20/17	12:30 AM	2.25	133.01	-1.08	714.32	2219.60
11/20/17	12:40 AM	-0.40	131.85	-1.09	711.05	2480.27
11/20/17	12:50 AM	1.65	131.47	-1.08	707.62	2542.67
11/20/17	1:00 AM	0.89	133.34	-1.09	701.36	2622.57
11/20/17	1:10 AM	2.02	134.70	-1.07	701.56	2577.20
11/20/17	1:20 AM	-0.23	138.05	-1.08	697.60	2515.00
11/20/17	1:30 AM	-0.63	139.90	-1.07	697.18	2422.20
11/20/17	1:40 AM	0.50	139.47	-1.08	693.65	2318.93
11/20/17	1:50 AM	-0.69	134.81	-1.08	691.07	2215.43
11/20/17	2:00 AM	1.01	137.79	-1.08	687.49	2361.63
11/20/17	2:10 AM	-0.29	141.68	-1.08	688.83	2350.83
11/20/17	2:20 AM	0.47	138.78	-1.08	688.12	2399.70
11/20/17	2:30 AM	-0.13	136.29	-1.09	685.21	2508.27
11/20/17	2:40 AM	0.80	139.38	-1.09	684.32	2601.00
11/20/17	2:50 AM	0.88	142.00	-1.08	681.00	2528.90
11/20/17	3:00 AM	-1.88	141.85	-1.09	684.83	2486.13
11/20/17	3:10 AM	-3.18	142.50	-1.09	686.47	2495.30
11/20/17	3:20 AM	0.71	145.28	-1.09	687.18	2489.07
11/20/17	3:30 AM	-1.92	145.14	-1.08	689.27	2407.30
11/20/17	3:40 AM	-1.45	149.38	-1.09	690.86	2512.57
11/20/17	3:50 AM	-0.19	149.65	-1.08	692.79	2710.53

## Datos del Día Período de Transición

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
11/20/17	4:00 AM	-0.09	153.28	-1.08	701.33	2710.57
11/20/17	4:10 AM	-0.09	153.96	-1.08	706.77	2896.47
11/20/17	4:20 AM	-1.51	153.14	-1.06	719.57	2936.83
11/20/17	4:30 AM	0.72	150.01	-1.07	728.72	3175.07
11/20/17	4:40 AM	0.47	146.89	-1.07	740.54	3098.30
11/20/17	4:50 AM	-0.67	146.97	-1.06	752.74	3224.60
11/20/17	5:00 AM	-3.16	150.26	-1.05	768.69	3102.20
11/20/17	5:10 AM	-1.59	150.90	-1.05	789.34	3080.87
11/20/17	5:20 AM	-3.28	151.50	-1.06	809.00	2999.43
11/20/17	5:30 AM	0.04	151.64	-1.06	833.45	3039.10
11/20/17	5:40 AM	-2.08	148.78	-1.10	848.07	2944.60
11/20/17	5:50 AM	-0.01	151.13	-0.88	858.00	3076.33
11/20/17	6:00 AM	-1.11	150.54	3.65	869.05	3053.50
11/20/17	6:10 AM	-2.15	149.91	18.49	893.87	2979.53
11/20/17	6:20 AM	2.59	151.30	41.22	909.64	2928.30
11/20/17	6:30 AM	-1.53	152.74	71.10	920.53	2925.70
11/20/17	6:40 AM	3.21	151.33	103.71	920.84	2738.47
11/20/17	6:50 AM	0.79	151.60	135.15	934.81	2819.80
11/20/17	7:00 AM	-0.11	152.10	165.70	946.15	2803.10
11/20/17	7:10 AM	-0.45	151.85	195.48	966.27	2801.57
11/20/17	7:20 AM	0.23	150.76	218.63	980.98	2878.87
11/20/17	7:30 AM	0.33	149.66	239.25	988.20	3035.43
11/20/17	7:40 AM	2.31	150.44	255.88	997.89	2778.80
11/20/17	7:50 AM	-0.35	152.45	269.78	1008.21	2871.33

## Datos del Día Período de Transición

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
11/20/17	8:00 AM	-2.21	149.69	281.46	1034.98	2709.40
11/20/17	8:10 AM	2.29	145.97	292.49	1047.39	2684.43
11/20/17	8:20 AM	6.22	143.17	302.03	1056.37	2731.37
11/20/17	8:30 AM	-6.89	140.03	311.20	1063.13	2699.40
11/20/17	8:40 AM	0.30	138.02	319.93	1069.28	2600.33
11/20/17	8:50 AM	-1.25	139.16	331.98	1081.54	2517.30
11/20/17	9:00 AM	-2.69	134.20	339.30	1092.34	2427.57
11/20/17	9:10 AM	-1.74	130.06	345.88	1088.41	2174.30
11/20/17	9:20 AM	-1.86	129.81	350.04	1103.85	1904.67
11/20/17	9:30 AM	2.51	125.01	354.33	1111.17	1975.80
11/20/17	9:40 AM	0.16	121.31	356.45	1120.12	1954.13
11/20/17	9:50 AM	6.91	120.04	359.32	1127.49	2097.27
11/20/17	10:00 AM	-1.48	119.27	345.66	1136.46	1975.43
11/20/17	10:10 AM	0.29	117.76	326.88	1141.47	1801.03
11/20/17	10:20 AM	-1.48	113.36	317.70	1151.64	1728.07
11/20/17	10:30 AM	1.51	113.03	317.87	1157.99	1817.17
11/20/17	10:40 AM	1.15	113.60	322.55	1165.06	1689.13
11/20/17	10:50 AM	-0.35	112.47	338.80	1176.17	1749.90
11/20/17	11:00 AM	-0.56	113.32	338.51	1185.74	1690.67
11/20/17	11:10 AM	0.48	114.28	339.22	1195.99	1902.00
11/20/17	11:20 AM	-0.76	107.78	346.08	1207.96	1925.80
11/20/17	11:30 AM	1.04	108.19	357.73	1214.14	2016.80
11/20/17	11:40 AM	0.82	104.83	367.91	1221.96	1911.73
11/20/17	11:50 AM	0.14	97.30	367.14	1223.88	1576.33

Datos del Día Período de Transición

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
11/20/17	12:00 PM	0.66	94.05	366.80	1203.89	2078.47
11/20/17	12:10 PM	4.16	90.53	366.21	1196.98	2139.43
11/20/17	12:20 PM	3.70	96.70	365.60	1188.01	2167.67
11/20/17	12:30 PM	4.16	103.05	365.48	1178.49	1831.20
11/20/17	12:40 PM	-0.73	100.51	361.84	1168.80	1808.37
11/20/17	12:50 PM	-0.58	102.10	358.68	1160.69	2017.47
11/20/17	1:00 PM	-2.16	97.88	355.15	1162.87	1856.07
11/20/17	1:10 PM	-0.54	92.33	352.16	1156.47	1719.07
11/20/17	1:20 PM	-1.19	97.98	342.77	1158.40	1801.07
11/20/17	1:30 PM	-0.82	96.40	343.50	1154.47	1719.57
11/20/17	1:40 PM	1.85	99.24	317.55	1161.38	1661.03
11/20/17	1:50 PM	3.68	101.06	318.94	1156.07	1648.63
11/20/17	2:00 PM	0.03	94.49	288.68	1150.74	1509.07
11/20/17	2:10 PM	-0.87	83.81	287.65	1148.81	1081.67
11/20/17	2:20 PM	-12.00	81.10	241.67	1147.23	1066.83
11/20/17	2:30 PM	3.89	70.98	197.65	1147.30	1071.00
11/20/17	2:40 PM	-1.12	68.99	204.31	1149.46	823.23
11/20/17	2:50 PM	4.57	72.80	232.94	1143.70	877.57
11/20/17	3:00 PM	-4.12	71.32	196.99	1136.58	798.63
11/20/17	3:10 PM	-4.43	73.06	128.44	1141.66	672.40
11/20/17	3:20 PM	-4.66	74.33	122.67	1142.39	646.53
11/20/17	3:30 PM	-0.78	73.64	114.35	1136.84	369.57
11/20/17	3:40 PM	1.48	67.53	152.89	1133.10	557.57
11/20/17	3:50 PM	3.75	62.23	131.15	1125.99	720.90

### Datos del Día Período de Transición

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
11/20/17	4:00 PM	9.12	63.91	161.05	1112.26	469.33
11/20/17	4:10 PM	9.23	71.61	145.53	1103.87	526.97
11/20/17	4:20 PM	-0.09	73.91	117.91	1102.35	482.00
11/20/17	4:30 PM	-0.82	77.36	80.19	1102.84	758.97
11/20/17	4:40 PM	0.37	73.28	42.33	1109.48	742.03
11/20/17	4:50 PM	1.60	74.79	21.80	1112.03	680.60
11/20/17	5:00 PM	2.37	77.63	7.74	1107.90	761.47
11/20/17	5:10 PM	0.33	82.28	0.59	1132.65	670.40
11/20/17	5:20 PM	0.35	83.42	-1.29	1172.34	1094.87
11/20/17	5:30 PM	-0.84	82.23	-1.05	1236.71	1131.97
11/20/17	5:40 PM	-0.91	82.91	-0.85	1290.38	1253.27
11/20/17	5:50 PM	-0.16	87.47	-0.83	1324.75	1481.27
11/20/17	6:00 PM	-0.18	97.14	-0.78	1331.59	1548.43
11/20/17	6:10 PM	0.52	101.10	-0.77	1336.50	1844.50
11/20/17	6:20 PM	2.59	104.26	-0.76	1330.65	1966.63
11/20/17	6:30 PM	-2.09	112.55	-0.76	1330.48	1971.03
11/20/17	6:40 PM	-1.22	116.68	-0.76	1320.05	1929.47
11/20/17	6:50 PM	-1.27	121.37	-0.76	1309.50	2125.67
11/20/17	7:00 PM	-0.30	127.57	-0.75	1302.48	2212.97
11/20/17	7:10 PM	-0.40	128.66	-0.75	1293.57	2331.80
11/20/17	7:20 PM	-1.63	129.69	-0.75	1282.54	2319.90
11/20/17	7:30 PM	0.54	129.32	-0.75	1273.63	2254.43
11/20/17	7:40 PM	2.39	133.68	-0.76	1256.50	2232.47
11/20/17	7:50 PM	0.48	136.02	-0.75	1241.68	1974.33

Datos del Día Período de Transición

Día	Hora	ACE MW	Pe MW	Ps MW	Pc MW	PAEG kW
11/20/17	8:00 PM	-0.18	135.09	-0.75	1223.51	2142.13
11/20/17	8:10 PM	-1.57	136.37	-0.75	1205.94	2161.03
11/20/17	8:20 PM	0.25	138.50	-0.77	1189.66	1949.80
11/20/17	8:30 PM	-4.04	140.74	-0.76	1175.20	1938.97
11/20/17	8:40 PM	0.97	141.28	-0.75	1157.37	1712.40
11/20/17	8:50 PM	2.38	138.02	-0.75	1140.22	2020.17
11/20/17	9:00 PM	-1.05	137.85	-0.75	1112.37	2027.43
11/20/17	9:10 PM	-0.62	136.11	-0.76	1094.66	1936.53
11/20/17	9:20 PM	-1.33	132.33	-0.77	1067.00	1714.93
11/20/17	9:30 PM	-0.22	130.84	-0.79	1047.21	1832.20
11/20/17	9:40 PM	0.90	134.54	-0.79	1027.14	1603.93
11/20/17	9:50 PM	-3.00	138.16	-0.79	1005.32	1826.50
11/20/17	10:00 PM	2.76	140.21	-0.79	979.67	2128.40
11/20/17	10:10 PM	0.32	138.07	-0.78	954.06	1843.90
11/20/17	10:20 PM	0.45	139.59	-0.79	933.52	1871.53
11/20/17	10:30 PM	-1.08	140.31	-0.78	915.74	1665.77
11/20/17	10:40 PM	0.39	140.16	-0.78	901.35	1581.63
11/20/17	10:50 PM	0.87	138.19	-0.78	883.80	1530.00
11/20/17	11:00 PM	1.11	137.12	-0.80	868.07	1531.80
11/20/17	11:10 PM	2.53	136.47	-0.80	855.51	1559.10
11/20/17	11:20 PM	0.55	138.36	-0.81	842.82	1452.40
11/20/17	11:30 PM	-0.80	138.61	-0.80	834.09	1604.43
11/20/17	11:40 PM	0.07	139.50	-0.81	825.85	1634.83
11/20/17	11:50 PM	-1.65	139.18	-0.81	816.35	1632.63