



FACULTAD DE POSTGRADO

TESIS DE POSGRADO

**ANÁLISIS DE RESERVAS DE CAPACIDAD DE
GENERACIÓN CONSIDERANDO LA PENETRACIÓN DE
FUENTES RENOVABLES VARIABLES**

SUSTENTADO POR:

DAVID RICARDO MARTÍNEZ ALVARENGA 11653122

**PREVIA INVESTIDURA AL TITULO DE
MASTER EN GESTION DE ENERGIA RENOVABLES
TEGUCIGALPA, FRANCISCO MORAZAN, HONDURAS, CA**

ABRIL 2019

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

UNITEC

FACULTAD DE POSTGRADO

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

RECTOR

MARLON ANTONIO BREVÉ REYES

SECRETARIO GENERAL

ROGER MARTÍNEZ MIRALDA

DECANO DE LA FACULTAD DE POSTGRADO

JOSÉ ARNOLDO SERMEÑO LIMA
ANÁLISIS DE RESERVAS DE CAPACIDAD DE
GENERACIÓN CONSIDERANDO LA PENETRACIÓN DE
FUENTES RENOVABLES VARIABLES

TRABAJO PRESENTADO EN CUMPLIMIENTO DE LOS
REQUISITOS EXIGIDOS PARA OPTAR AL TÍTULO DE
MÁSTER EN GESTION DE ENERGÍAS RENOVABLES

ASESOR METODOLÓGICO
JORGE NÚÑEZ PAGOAGA

MIEMBROS DE LA TERNA:

JORGE CENTENO
MARIO ZELAYA
EDWIN MEJÍA



FACULTAD DE POSTGRADO

Análisis de Reservas de Capacidad de Generación Considerando la Penetración de Fuentes Renovables Variables

David Ricardo Martínez Alvarenga

Resumen

Considerando que la matriz energética de Honduras ha sufrido un cambio drástico durante los últimos años debido a la introducción de las energías renovables variables, este cambio nos conlleva a estudiar el impacto que se genera en el sistema interconectado nacional (SIN), dicho impacto sería mayormente influenciado por la variabilidad de las energías renovables, los cambios bruscos tanto en el aumento como en disminución de la generación, en respuesta a este impacto se propone una nueva metodología en la gestión de las reservas en el SIN, distinta a las que actualmente se consideran en el despacho de energía. Esta metodología promueve una reserva de rampa la cual consiste en tener a la disponibilidad de subida o bajada de una cantidad de generación en un tiempo determinado, así con esto poder absorber las caídas o subidas de grandes bloques de generación que ocurra por cualquier variante en la generación renovable variable (GRV). El cálculo de las reservas se obtendrá del histórico de datos de las rampas ocurridas debido a las GRV. El propósito de este cálculo además de mejorar la calidad del SIN, es el de realizar una comparación de los costos que generaría mantener una reserva de rampa disponible, con los costos de mantener el sistema con las metodologías que tiene actualmente.



GRADUATE SCHOOL

Analysis of generation capacity considering the penetration of variable renewable sources.

David Ricardo Martínez Alvarenga

Abstract

Considering that the energy matrix of Honduras has undergone a drastic change during the last years due to the introduction of variable renewable energies, this change leads us to study the impact that is generated in the national interconnected system (SIN), this impact would be mainly influenced by the variability of renewable sources, given the sudden changes in both the increase and decrease of generation. In response to this impact a new methodology is proposed in the management of reserves in the SIN, different from those currently consider in the dispatch of energy. This methodology promotes a ramp reserve which consists in having the availability of rise or fall a quantity of generation in a given time, thus being able to absorb the falls or rises of large generation blocks that occur by any variant in the variable renewable generation (GRV). The calculation of the reserves will be obtained from the historical data of the ramps that occurred due to the GRV. The purpose of this calculation, besides improving the quality of the national interconnected system, is to make a comparison of the costs that would be generated by maintaining an available ramp reserve, with the costs of maintaining the system with the methodologies that it currently has.

DEDICATORIA

A mis padres Carlos Román y Vilma Maribel que me han sido un apoyo incondicional durante toda mi vida.

A mis hermanos Carlos, Paola, Fernando, Marcela y Wendy y mi sobrina Andrea por todo su cariño y amor.

A mi novia Nurys Alexa por todo su amor, comprensión y por el apoyo brindado durante la culminación de esta meta.

AGRADECIMIENTO

A mi Dios que siempre me cubre con su absoluta bendición, guiándome por el camino de la vida, gracias por hacer esto posible.

Al asesor metodológico Ingeniero Jorge Núñez de UNITEC por todo su tiempo, aportes, consejos, motivación, y apoyo durante todo este proceso.

Al Licenciado Jorge Centeno por su guía y comprensión y a todo el personal de UNITEC puesto que sin ellos esto no sería posible.

INDICE GENERAL

1	CAPITULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1	Introducción	1
1.2	Antecedentes del Problema	1
1.3	Definición del Problema.....	2
1.4	Objetivos del Proyecto	3
1.4.1	Objetivos Generales.....	3
1.4.2	Objetivos Específicos	3
1.5	Justificación.....	4
2	CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	5
2.1	Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia.....	5
2.1.1	Estabilidad de frecuencia.....	6
2.1.2	Control de frecuencia.....	7
2.2	Reserva rodante.....	11
2.3	Definición de demanda neta.....	13
2.4	Frecuencia en Honduras.....	14
2.5	Definición de las reservas en Honduras	15
2.5.1	Reserva Fría:.....	15
2.5.2	Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia:	15
2.5.3	Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia:	15
2.6	Inercia sistémica.....	16
2.7	Efecto de la inercia sistémica en las desviaciones de frecuencia	17
2.8	Rampas asociadas a la Generación Variable (GV)	17
2.8.1	Definición de rampas	18
2.9	Reserva de Rampa.....	22
2.10	Sistema eléctrico de Honduras	23
2.11	Energía solar Fotovoltaica.....	26
2.11.1	Consideraciones generales de la energía solar fotovoltaica.....	28
2.11.2	Paneles fotovoltaicos	29

2.12	Efectos de la introducción de energía renovable variable en California	30
3	CAPITULO III. METODOLOGÍA.....	32
3.1	Recopilación de datos.....	33
3.2	Reserva rodante en Honduras.....	34
3.3	Demanda en Honduras	35
3.4	Generación de energía solar y eólica en Honduras	37
3.5	Determinación de reservas	39
3.6	Calculo de la demanda neta.....	40
3.7	Reserva de Rampa.....	41
3.8	Predespacho.....	43
3.9	Despacho hidrotérmico óptimo simplificado	44
3.10	Representación Uninodal del SIN	47
3.11	Teoría de minimización de costos	48
3.12	Análisis de metodologías.....	48
4	CAPITULO IV. RESULTADOS Y ANALISIS.....	50
4.1	Reservas de Rampa	50
4.2	Calculo de reserva de rampa de subida para demanda neta 2016	51
4.3	Calculo de la reserva de rampa de bajada para demanda neta 2016	52
4.4	Calculo de reserva de rampa de subida para demanda neta 2018	53
4.5	Calculo de la reserva de rampa de bajada para demanda neta 2018	54
4.5.1	Casos de rampa de subida presentados en presencia de la generación solar .	55
4.5.2	Casos de rampa de subida presentados en presencia de la generación solar .	56
4.6	Caso 1: Considerando reserva primaria (rodante).....	57
4.7	Caso 2: Considerando reserva de rampa de 60 minutos.....	59
4.7.1	Calculo de generación y costos para el día 01 de diciembre del 2016	59
4.7.2	Comparación de costos operativos entre sistema con reserva y sistema sin reserva del día 01 de diciembre del 2016.....	64
4.7.3	Demanda neta del 01 de diciembre del 2016.	67
4.7.4	Calculo de generación y costos para el día 05 de diciembre del 2018	68
4.7.5	Comparación de costos operativos entre sistema con reserva y sistema sin reserva del día 05 de diciembre del 2018.....	74

4.7.6	Demanda neta del 05 de diciembre del 2018.	74
5	CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	76
5.1	Conclusiones	76
5.2	Recomendaciones.....	77
6	Bibliografía.....	79
7	ANEXOS.....	83
7.1	Programa NCP para la modelación de los sistemas estudiados	83
7.2	Rampa de bajada temporada lluviosa (Septiembre-Octubre 2018).....	85
7.3	Rampa de bajada temporada seca (Marzo-Abril 2018).....	85
7.4	Rampa de subida temporada lluviosa (Septiembre-Octubre 2018).....	86
7.5	Rampa de subida temporada seca (Marzo-Abril 2018).....	86
7.6	Gráficos de generación y radiación solar de los días estudiados	87
7.7	Gráfico del despacho realizado con el código Visual Basic	88
7.8	Código de algoritmo implementado en Visual Basic Studio	89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Ejemplo de rampa de energía parametrizada.	21
Figura 2.2: Generación eólica para el 21 de junio de 2008 en California, Estados Unidos	22
Figura 2.3: Capacidad Instalada sistema eléctrico de Honduras.....	25
Figura 2.4: Gráfico de la matriz energética de Honduras para el año 2018.....	25
Figura 2.5: El efecto fotovoltaico y sus ramificaciones.....	26
Figura 2.6: Esquema de aprovechamiento de la energía solar.....	27
Figura 2.7: Formación de Curva de pato debido a la generación de energías renovables variables en California.	31
Figura 3.1: Diagrama de flujos de procedimiento del trabajo.	32
Figura 3.2: Esquema de servicios complementarios.....	33
Figura 3.3: Gráfico de demanda del SIN año 2016.	35
Figura 3.4 Gráfico de demanda del SIN año 2018.....	36
Figura 3.5: Gráfico de generación y radiación de la planta fotovoltaica Marcovia Solar del 01-dic-16 al 05-dic-16.....	37
Figura 3.6: Gráfico de generación de la planta eólica Mesoamérica para el 01-12-2016.	38
Figura 3.7: Gráfico de generación de la planta eólica Mesoamérica para el 05-12-2018.	38
Figura 3.8: Gráfico de la demanda neta del SIN para el año 2018.	40
Figura 3.9: Gráfico del análisis estadístico de la demanda neta para el cálculo de reserva de rampa de bajada de 60 minutos para el 01 de diciembre del 2016.....	42
Figura 3.10: Esquema de los casos de reservas a evaluar.....	44
Figura 3.11: Representación del sistema del despacho óptimo simplificado.	47
Figura 4.1: Gráfico para el cálculo de la reserva de rampa de subida del año 2016.....	51
Figura 4.2: Gráfico para el cálculo de la reserva de rampa de bajada del año 2016.....	52
Figura 4.3: Gráfico para el cálculo de la reserva de rampa de subida del año 2018.....	53
Figura 4.4: Gráfico para el cálculo de la reserva de rampa de bajada del año 2018.....	54
Figura 4.5: Gráfico de la generación solar del día 01 de diciembre del 2018, y las rampas de subida ocurridas en los días cercanos a este.....	55
Figura 4.6: Gráfico de la generación solar del día 01 de diciembre del 2018, y las rampas de bajada ocurridas en los días cercanos a este.....	56

Figura 4.7: Gráfico de generación del despacho hidrotérmico optimo simplificado sin reserva de rampa para el 01 de diciembre del 2016.	58
Figura 4.8: Gráfico de generación del despacho hidrotérmico optimo simplificado con reserva de rampa de 110MW/60 minutos, para el 01 de diciembre del 2016.	60
Figura 4.9: Gráfico de la demanda neta para el 01 de diciembre del 2016.....	68
Figura 4.10: Gráfico de generación del despacho hidrotérmico optimo simplificado sin reserva de rampa de 60 minutos, para el 05 de diciembre del 2018.	70
Figura 4.11: Gráfico de generación del despacho hidrotérmico optimo simplificado con reserva de rampa de subida de 140MW/60 min, para el 05 de diciembre del 2018.	71
Figura 4.12: Gráfico de la demanda neta para el 05 de diciembre del 2018.....	75

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Generación Eólica y fotovoltaica durante los años (2017 - Nov 2018).....	39
Tabla 4.1: Generación de energía por tecnologías del día 01 de diciembre del 2016 con reserva de rodante (primaria).	59
Tabla 4.2: Generación de energía por tecnologías del día 01 de diciembre del 2016 de las 15:00 horas a las 18:00 (horas pico) sin reserva de rampa.	59
Tabla 4.3: Generación de energía por tecnologías del día 01 de diciembre del 2016 de las 15:00 horas a las 18:00 (horas pico) con reserva de rampa.	61
Tabla 4.4: Resultados de los costos operativos totales del día 01 diciembre del 2016 sin reserva de rampa.	62
Tabla 4.5: Resultados de los costos operativos totales del día 01 diciembre del 2016 con reserva de subida de 110 MW/60 min.....	63
Tabla 4.6: Costos operacionales de los sistemas simulados con datos del 01 de diciembre del 2016.....	65
Tabla 4.7: Resultados de los costos operativos totales del día 05 diciembre del 2018 sin reserva de rampa.	72
Tabla 4.8: Resultados de los costos operativos totales del día 05 diciembre del 2018 con reserva de subida de 140 MW/60 min.....	73
Tabla 4.9: Costos operacionales de los sistemas simulados con datos del 01 de diciembre del 2016.....	74

CAPITULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Introducción

La matriz de generación de electricidad en Honduras pasó de ser una matriz con operación de plantas hidroeléctricas, plantas térmicas y de biomasa hasta el año 2010 a una operación actual con una capacidad instalada significativa de plantas renovables intermitentes como eólicas y solares fotovoltaicos, estas últimas instaladas y operadas en la zona sur del país.

La cantidad de plantas solares fotovoltaicas, es resultado de una política de incentivo a este tipo de tecnologías materializadas en los Decretos 70-2007 Ley de promoción a la generación de electricidad con fuentes renovables y su reforma, Decreto 138-2013. La preocupación en la operación del sistema eléctrico hondureño existe y abarca no solo la búsqueda de los costos de operación mínima si no también la seguridad operativa del mismo. “El rápido crecimiento de la capacidad instalada de energías variables requiere de una adaptación del sistema eléctrico para evitar un impacto negativo en su estabilidad y confiabilidad” (Banco Mundial, 2016).

El estudio realizado pretende dar a conocer los cambios de la reserva rodante, la implementación de la reserva de rampa y también así la reserva inercial, por la penetración de energías renovables intermitentes, estos cambios de reserva involucran un mayor costo en la operación del sistema eléctrico nacional.

1.2 Antecedentes del Problema

El mercado eléctrico hondureño cuenta con participación en su matriz de generación de electricidad de plantas estatales operadas por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE y plantas de inversionistas privados. Actualmente la capacidad instalada es de 2,703.36 MW de los cuales 37.62% utilizan fuentes de combustibles fósil y 62,38% fuentes de recursos renovables (ENEE, Boletín Estadístico, 2018).

La falta de planificación en los planes de expansión de la red eléctrica y tipo de tecnologías que puedan suplir la demanda de electricidad al igual que el desarrollo de proyectos de eficiencia energética del país conlleva a que la administración operativa del sistema sea un reto de grandes proporciones.

(Flores, 2016) afirma que: “En Honduras no existe una política energética de Estado de largo plazo, hasta ahora sólo han existido políticas de Gobierno cada cuatro años” (p. 118).

1.3 Definición del Problema

El despacho hidrotérmico en el sistema eléctrico nacional cambió debido a la incorporación de la generación de electricidad con fuentes intermitentes principalmente solar fotovoltaica, la operación del sistema se enfrenta a un reto más con la incertidumbre agregada de este tipo de tecnologías, es importante mantener plantas de reserva que puedan suplir la demanda por la variación de este tipo de plantas y esto puede ser costoso, por eso importante poder estimar la disponibilidad de recursos considerando datos confiables, nuevas metodologías, sistemas y tecnologías de información (Flóres, 2017).

El enfoque de la investigación es establecer los cambios técnico y operativo del sistema eléctrico de potencia, por la implementación de fuente renovables variables.

Ahora el operador del sistema se enfrenta a una nueva etapa de gestión tanto de la demanda y de la oferta de electricidad.

1.4 Objetivos del Proyecto

1.4.1 Objetivos Generales

Determinar una metodología distinta para reserva de Potencia ya vigente en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), en este caso se tomará en cuenta la metodología de una reserva de rampa para su posterior determinación. La reserva de rampa se determinara en base a datos estadísticos de cierto intervalo de tiempo calculando rampas que se dan debido a la generación renovable variable (GRV). Esta metodología se realiza con el fin de aportar nuevos métodos a los actuales para la mejora de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

1.4.2 Objetivos Específicos

- Calcular una reserva de rampa basados en la demanda neta del sistema.
- Elaborar un despacho hidrotérmico óptimo simplificado para la operación del SIN considerando la generación solar fotovoltaica y eólica.
- Mostrar el cambio en los costos operativos del sistema por las necesidades de reserva de potencia.

1.5 Justificación

Al sufrir cambios en la operación del sistema eléctrico hondureño es necesario tomar medidas para garantizar la seguridad, calidad del servicio eléctrico y optimizar los costos de operación del sistema eléctrico de potencia. Los cambios que se mencionan se producen en varios campos, ante una contingencia del sistema se involucra los cambios en la generación de potencia así como los de la frecuencia que va estrechamente ligada a esta, por lo cual se busca la forma de implementar algún método en el que se reduzca prevenir grandes cambios en el sistema debidos a dichas contingencias, así como también al mejorar el efecto de rampa que se produce debido a las subidas y bajadas de potencia en las tecnologías de generación variable. A todo esto también agregarles la optimización de los costos con respecto a la resolución de los distintos problemas ocasionados por las fallas o cambios intempestivos de generación y carga.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se expone el marco teórico que sustenta la investigación, iniciamos con una descripción detallada de los conceptos de estabilidad de un sistema de potencia, reserva rodante, así mismo se describe el control de la frecuencia en el mercado eléctrico nacional.

2.1 Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia.

La estabilidad de un sistema se puede definir como la actuación o el mecanismo de resolución de cualquier cambio o perturbación producida en el sistema eléctrico, debido a diferentes causas propias del mismo sistema, regulando todo en un periodo de transición para llegar a un estado de equilibrio del sistema. “Se dice, entonces, que la estabilidad de un sistema está conectada con su desarrollo en el tiempo a partir de una condición dada de equilibrio” (W. Brokering Christie, 2008).

En los sistemas Eléctricos de Potencia, la estabilidad de estos está relacionada con varios parámetros que son propios de las máquinas o mecanismos con lo cual la energía es generada, así como también con los parámetros físicos del sistema eléctrico en sí. Los sistemas eléctricos están ligados íntimamente con las máquinas más importantes que conforman al mismo, estas máquinas aportan además de la generación de energía varios aportes secundarios que son participes de la naturaleza de su tecnología, los cuales ayudan a mantener los valores nominales de cada uno de los parámetros establecidos en un sistema eléctrico. Cuando el sistema eléctrico de potencia se mantiene en la normalidad de la operación, se rige por limitaciones para mantener el sistema dentro de valores específicos (límites), para ello debe de mantener a cada una de las máquinas de las plantas que forman parte del parque generador entre los parámetros técnicos

para el correcto funcionamiento de estas y la mejor entrega de energía al sistema, para causas de estudios en la estabilidad de dichos sistemas se realizan estudios de tiempo prolongado a cada uno de los parámetros cuando existen fallas y contingencias (W. Brokering Christie, 2008).

2.1.1 Estabilidad de frecuencia.

Teóricamente la frecuencia de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es igual en todo su sistema, dicha frecuencia depende directamente del balance de potencia activa; por lo tanto al haber variaciones imprevistas en la demanda en algún momento de la generación del parque generador es necesario mantener un régimen establecido para el control y el establecimiento de límites permisibles para la estabilidad del sistema, ya sea por el control de la frecuencia así como el de mantener los niveles de tensión dentro del rango estipulado. Así también existe el caso de las variaciones de la generación y no de la demanda, en donde por motivos externos a la carga las plantas generadoras tengan algún tipo de fallas o desconexiones inesperadas del sistema, provocando así variaciones en la frecuencia que no son propias del sistema y que podría conllevar a afectar en gran medida al sistema eléctrico de potencia, dependiendo del monto de desconexión. Por ende cambios en la demanda en un punto, provocara un cambio en la frecuencia a lo largo de toda la red eléctrica. Por lo tanto, mantener estable la frecuencia de un SEP dependerá de cómo este sistema logre establecer el balance de potencia activa entre la generación y la demanda, en todo momento, con el único propósito que la frecuencia logre mantenerse en torno a su valor nominal (Kundur, 1993).

La estabilidad de la frecuencia de un sistema se puede dividir en corto y largo plazo.

La estabilidad de la frecuencia de largo plazo, está ligada directamente con los grandes cambios en la demanda y en las desconexiones sin precedentes de las unidades generadoras,

esto puede producir un régimen de inestabilidad en el sistema, lo cual puede causar una serie de desconexiones de grandes unidades de generación o bloques de carga. Mientras que la estabilidad de frecuencia de largo plazo es producida por una mala coordinación de mecanismo de protección o déficit de potencia activa, esto se realiza para mantener el control secundario de frecuencia y con esto mantener el equilibrio (F. G. Milani Torres, 2011).

2.1.2 Control de frecuencia

En la generación y demanda de un SEP se presentan cambios constantes (ya sea por operación normal o debido a perturbaciones), debido a esto, se emplea un CF para poder lograr que esta variable se fije dentro de su banda de tolerancia aceptable y afincarse así en un equilibrio estable.

En el mercado eléctrico ya están establecidos ciertos requisitos para la potencia generada por cada unidad de generación, aparte claro, de los requerimientos de frecuencia para esta potencia generada. Estos requisitos o compromisos nos hablan de la producción de cada planta, así también del intercambio de potencia activa entre áreas de control vecinas, las cuales son programadas con antelación, y cada área debe de estar preparada, disponiendo de las suficientes reservas de potencia para hacer frente a posibles desequilibrios entre generación y demanda. Por lo tanto, el CF debe conseguir:

- Mantener el equilibrio de potencia activa entre generación y demanda.
- Mantener la frecuencia de referencia en todo el sistema.
- Cumplir con las potencias acordadas entre las áreas vecinas, en el caso de sistema interconectados de dos o más áreas.
- Conservar suficiente potencia activa de reserva.

Si se quiere satisfacer los tres puntos expuestos anteriormente, el CF debe organizarse en tres escalones con respecto a la frecuencia: control primario, secundario y terciario; en donde cada uno de los escalones opera en una ventana de tiempo y presentan particularidades diferentes. Aparte de estos tres escalones, el sistema experimenta una respuesta natural, lo cual evita a que la frecuencia decline abruptamente cuando acontece una eventualidad, a esto se le conoce como respuesta inercial del sistema (Kundur, 1993).

2.1.2.1 Respuesta inercial

Cuando acontece una eventualidad, enseguida la respuesta inercial compete al periodo transitorio, en donde resulta una declinación violenta de la frecuencia producto de una carencia de generación de potencia activa y esto conlleva a que el sistema no pueda atiborrar la demanda. La falta de algún bloque de generación en un sistema eléctrico de potencia (SEP) marginara al sistema a un punto en donde esté presente fluctuaciones en la frecuencia, en este caso quienes son los responsables de mantener esta variable dentro de sus límites y así no enviar al sistema a un punto en donde exista un problema mayor son las máquinas que están asignadas para dicho trabajo, normalmente se les asigna esta tarea a la inercia de las plantas térmicas e inclusive a las unidades de las grandes plantas hidroeléctricas, esto permite que bajo cualquier dificultad que el sistema presente, la inercia de las máquinas que están asignadas para entregar este pequeño pero muy importante aporte mantenga la estabilidad al menos durante un lapso de segundos, asegurando así una estabilidad en los valores de la frecuencia y que esta no descienda lo suficiente para dejar al sistema en el punto en que deba continuar con la siguiente fase de emergencia. Se entiende por lo expresado anteriormente que si un sistema eléctrico de potencia mantiene en sus reservas de emergencia de inercia, máquinas con un tamaño grande tal cual en comparación con las variantes de dificultades que el sistema pueda presentar, se puede afirmar

que este sistema contiene en su configuración una inercia elevada, gracias a esto el sistema tendrá un margen de seguridad para los valores nominales de la frecuencia (Kundur, 1993).

En los generadores térmicos y los generadores hidroeléctricos y aquellos que aportan el servicio de la inercia de sus máquinas existe una constante de inercia (H), esta constante nos da la pauta aproximada del tiempo disponible al efectuarse el despliegue de la reserva inercial y la duración de esta, con esta información el despacho tiene asegurado el intervalo de tiempo en el cual deberán efectuar la inyección de potencia, utilizando la energía inercial que contienen las máquinas en sus rotores. La constante de inercia H está asociada directamente al eje del rotor de los generadores y de las masas rotatorias de las turbinas (R. Faranda, 2008).

2.1.2.2 Control primario de frecuencia (CPF)

El control primario de frecuencia es el siguiente escalón de la estabilidad después de la respuesta inercial ante una contingencia. Hay un determinado periodo de tiempo en el cual los gobernadores o sistemas de control de la potencia en las máquinas según sea el caso, en el cual este dispositivo distribuye los recursos que tiene disponible la máquina para aumentar las inyecciones de energía y así poder suplir la diferencia que existe entre la demanda y la generación en ese momento, a este mecanismo se le nombra como control primario de frecuencia. En primera como se mencionó anteriormente la primera reacción se da con la respuesta inercial del sistema que tiene duración de algunos segundos, es luego de esta que se incorpora el control primario de frecuencia y esta se prolonga aproximadamente unos 30 segundos. Los generadores de las máquinas adjudicadas a proveer del control primario de frecuencia tienen un aporte independiente con respecto a las demás que están entregando este recurso, esto depende de las características en el comportamiento de los generadores y los datos técnicos de cada uno de estos, como ser la cantidad de polos en el estator y la velocidad de giro

del rotor. El control primario de frecuencia se regirá por las velocidades a las cuales ingresen las máquinas que entregan este servicio y estas a su vez se rigen por la respuesta de inercia que contienen los generadores asociados a esta. Aunque sean función de los generadores sincronizados a la red los que entregan la respuesta del control primario de frecuencia debido al error en régimen permanente que es naturaleza en el CPF, los valores de la frecuencia del sistema no vuelven al estado estable (dentro de los límites permitidos). (Kundur, 1993)

2.1.2.3 Control secundario de frecuencia (CSF)

El control secundario de frecuencia en forma general es el que atenúa la inestabilidad que existe en la frecuencia resultado del procedimiento del control primario de frecuencia (debido error en el régimen permanente), luego de aplicar el tercer procedimiento para estabilizar la frecuencia, es el momento en el cual esta retorna a sus valores nominales (dentro de los límites establecidos), luego de implementado el control secundario de frecuencia se continua de nuevo con la programación en la generación esto se realiza en unos 30 segundo para el mejor de los casos, así como puede tardar incluso un tiempo de 30 minutos. El control secundario de frecuencia se puede realizar tanto de forma automática con algún control inteligente de las unidades de potencia de salida para este tipo de respuesta (como ser del tipo Automatic Generation Control AGC), así como también puede ejecutarse de manera manual dándole las instrucciones a cada una de las máquinas encargadas del control secundario de frecuencia desde el centro de control en donde están recibiendo los datos en tiempo real y de esta manera realizar un proceso optimo y preciso, aun siendo un proceso manual. (Kundur, 1993).

2.1.2.4 Control terciario de frecuencia (CTF)

En esta tercera etapa el objetivo del CTF es redistribuir las asignaciones de potencias de las unidades generadoras de energía eléctrica para así poder restablecer el punto en el cual técnicamente se despachan las diferentes plantas generadoras en sus valores correspondientes a la mejor forma en que estas se adecuen tomando directamente en consideración el tema de la minimización de los costos. Dado el uso intensivo de las reservas tanto para el control primario de frecuencia como para el control secundario de frecuencia, el sistema presenta un valor bajo en el tema de potencias activas, es por esta razón que existe el control terciario de frecuencia puesto que tiene la facultad de recuperar los valores de potencia activa perdidos en los controles de frecuencia anteriores y así aportar nuevamente la disponibilidad de estos primeros controles. El tiempo que utiliza el control terciario de frecuencia es el de unos minutos incluso horas, luego de ocurrida la contingencia su accionamiento comienza aproximadamente en unos 30 minutos. La ventaja de tener incluido el control terciario de frecuencia es que las máquinas que participan en este pueden ser tanto las que están incluidas en el CPF y el CSF (sincronizadas), así como las demás máquinas de las plantas conectadas en el sistema eléctrico de potencia (no sincronizadas), estas últimas ayudan entre cada una para la rehabilitación de las reservas de potencia activa. (Kundur, 1993)

2.2 Reserva rodante

El hecho del sector eléctrico en cuanto a la generación de energía eléctrica y su responsabilidad de traslado a través de la red hacia los centros de consumo, no hace factible la rentabilidad de acumular grandes cantidades de energía eléctrica; esto promueve a que sea imprescindible la formación de complejos mecanismos de control dirigidos a conservar en todo

instante la estabilidad entre la potencia generada y la consumida de manera que no salga afectada la frecuencia.

Tomando en cuenta este principio se habla de la reserva operativa en el sistema eléctrico de potencia, el concepto de reserva rodante va implementado dentro de lo que es reserva operativa. La reserva rodante es la potencia disponible de cada una de las máquinas de las plantas que están aportando generación al sistema eléctrico de potencia, esta potencia si se toma como punto de partida y de ejemplo la capacidad de la máquina que no participa en la inyección de potencia activa, en otras palabras supongamos que una maquina tiene una capacidad de generación técnica de 100 MW, pero el sistema requiere de esta únicamente la cantidad de 70 MW, puesto que los restantes 30 MW se le dedican a la reserva rodante, esto se aplica a cada una de las máquinas que forman parte de la reserva rodante, obteniendo así la totalidad de la reserva como la suma de cada una de los pequeños aportes de reserva de las máquinas. Dicha reserva debe mantener su valor igual o mayor que el valor que el sistema está requiriendo por diferentes intervalos de tiempo, en el cual se mantengan dichos valores constantes el sistema tendrá con que protegerse de cualquier desprendimiento intempestivo de bloque de generación.

Al realizar la programación en las salidas y entradas de generación de potencia de las unidades de cada una de las plantas en el parque generador se mantiene presente y considerada la presencia de las unidades o plantas enteras que forman parte del grupo que aporta la reserva rodante. Dichos valores deben de mantenerse presentes en todo momento y en tiempo real procurar realizar un seguimiento a los datos de la generación, para así proveer de su reserva ante cualquier contingencia que se presente en cualquier momento. (Flóres, 2017).

2.3 Definición de demanda neta

La manera más común de realizar la operación en los sistemas de generación que tienen un gran aporte de la generación renovable variable es despachar en primera instancia toda la energía producida por este tipo de generación, seguidamente de todas las demás plantas de generación que forman parte del parque generador. Pero dada la variabilidad de este tipo de generación los resultados de llegar a despachar toda esta energía conllevan a algunos inconvenientes dependiendo del tipo de sistema eléctrico de potencia en el que estas plantas estén presentes. Las limitaciones que se tienen en los sistemas de transmisión dadas las inclusiones de las nuevas tecnologías de generación, existirán momentos en el día de generación que estos estén en los límites de sus capacidades por ejemplo, así como también las demandas de reserva que se deben de tomar en cuenta debido a las altas variaciones en la generación de estas tecnologías. Otra de las dificultades que se presentan debido a este modo de operar es que las máquinas de generación térmica, hidroeléctricas y de otro tipo de tecnologías que aporten la energía necesaria para cumplir la demanda luego de que la generación renovable variable (GRV) ha sido despachada es que estas máquinas estarán con una participación menor a la que se está acostumbrado despachar, si la GRV es alta entonces esta participación será mínima causa secundaria será la de los regímenes que deben tener este tipo de plantas para poder suplir los requerimientos de las reservas asociadas a estas, ya sea la reserva primaria de frecuencia o la frecuencia secundaria de frecuencia (Reserva Rodante), siendo esta altamente importante para los valores de estabilidad de la frecuencia y funcionamiento óptimo del sistema. Si se presenta el caso también de que las máquinas mantengan el despacho mínimo de sus unidades la operación del sistema tendrá dificultades para realizar un correcto seguimiento de la demanda

neta (diferencia entre la demanda del sistema y la generación de energía renovable variable) (Carrasco, 2014).

2.4 Frecuencia en Honduras

La frecuencia del sistema interconectado nacional (SIN) tiene una serie de parámetros a seguir dependiendo de las fallas o contingencias que en este se presente, algo que cabe destacar de la frecuencia es que debe mantener el valor muy cercano al nominal, y ante todo cada uno de los criterios debe de respetarse con la mayor minuciosidad, puesto que un pequeño error en esto y todo el sistema eléctrico podría verse en una situación crítica, en todo el campo que cubre el SIN, algunos de estos parámetros por los que se rige los mencionamos a continuación:

- La frecuencia nominal que debe tener el Sistema Interconectado Nacional (SIN) es de 60(Hz) la cual involucra al sistema en mantener los 60 ciclos por segundo de cada uno de los valores de tensión que se manejen en todo el SIN, ya sea en las líneas de transmisión de 230 kV, así como en el consumo residencial de 120V.
- Para que el sistema tenga el comportamiento de condiciones normales de generación y de mantener los valores de frecuencia entre sus límites, podría decirse técnicos en términos de la estabilidad de la frecuencia y no proveer al sistema de situaciones abruptas, la variabilidad de la frecuencia con respecto al tiempo de los 10 minutos estarán entre los valores nominales de 58.35 Hz y 61.65 Hz (con una desviación estándar de frecuencia de (+/- 1.65) Hz, disminuir o aumentar de 60 a 1.65 ciclos por segundo esto puede suceder en un intervalo de 10 minutos 5 veces dentro del intervalo de una hora. Es decir una ocurrencia de cinco momentos, uno de esos momentos en cada 10 minutos, dentro de un

rango de una hora, en total cinco variaciones dentro de los límites de la frecuencia en una hora.

- Por ningún motivo o circunstancia el valor de la frecuencia en el sistema interconectado nacional (SIN) la frecuencia debe estar bajo el valor de 57.5 Hz, esto es una disminución máxima de la frecuencia de 2.5 Hz (2.5 ciclos por segundo) de su valor nominal.
- Al ocurrir una falla o contingencia y pasado el tiempo determinado en donde los controles de frecuencia actúen la frecuencia tiene que mantenerse arriba de los límites estipulados para entrar a la primera de las varias etapas del esquema de desconexión automática de carga (EDAC) (CREE, 2019).

2.5 Definición de las reservas en Honduras

2.5.1 Reserva Fría:

Reserva provista por unidades generadoras que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de 15 minutos, y cuyo objetivo es reponer la reserva secundaria.

2.5.2 Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia:

Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación previsto para responder automáticamente a cambios de frecuencia.

2.5.3 Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia:

Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación requerida para recuperar la reserva para regulación primaria de frecuencia y mantener la frecuencia y los intercambios por los enlaces entre áreas de control (Reglamento LGIE_ROM , 2015).

2.6 Inercia sistémica

Los valores de la reserva inercial en los sistemas eléctricos de potencia han cambiado en los últimos tiempos, este cambio está representado en sus valores específicos y es debido a la inserción de la generación renovable variable (GRV), esta última no aporta la cantidad de reserva que las otras máquinas están sujetas a entregar. Es por causa de este déficit de integración del recurso de la reserva inercial que existen dificultades o inconvenientes con la correcta respuesta a los controles de frecuencia, y es que a medida que aumenta el parque generador los valores porcentuales de la reserva inercial van reduciéndose poco a poco y gradualmente con las inyecciones del recurso renovable variable. La preocupación de este tema es que poco a poco la generación renovable variable toma mayor campo desplazando a la generación de energía térmica y demás generación estable esto provocaría varios problemas en el control de la frecuencia. En la ecuación (1.1) se determina la inercia del sistema (Flynn & Meegahapola).

$$H_{sistema} = \frac{\sum_{i=0}^n H_i \cdot S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (1.1)$$

Donde,

H_i : Constante de inercia del generador i .

S_i : Capacidad nominal MVA del generador i .

n : Cantidad de generadores en el sistema.

2.7 Efecto de la inercia sistémica en las desviaciones de frecuencia

Las variaciones de la frecuencia a causa de la pérdida de potencia activa (liberación de cantidades grandes de consumo, también ya sea de una o varias unidades de generación) se relaciona con la inercia del sistema por medio de la ecuación (1.2) (Li & McCalley).

$$\frac{d\bar{f}}{dt} = \frac{-\Delta P \cdot f_{ref}}{2 \cdot \sum_{i=1}^n H_i} \quad (1.2)$$

En donde ΔP es la variación de potencia activa la diferencia en la potencia con respecto a un tiempo determinado, f_{ref} la frecuencia de referencia del sistema que en el caso del sistema interconectado nacional sería de 60 Hz y la sumatoria del denominador de la ecuación 1.2 es la inercia sistémica total normalizada en la potencia base del sistema (MVA), en segundos. Es decir al incrementarse la inserción de generación renovable variable la inercia sistémica total normalizada mantendrá un valor constante, pero no así el ΔP (variación de potencia), dando como resultado un incremento de las variaciones en la frecuencia, puesto que la inercia sistémica total normalizada es indirectamente proporcional a las variaciones de frecuencia., obteniendo de estas últimas conclusiones que el sistema será más sensible ante las contingencias de frecuencia (Li & McCalley).

2.8 Rampas asociadas a la Generación Variable (GV)

Según vaya avanzando el aumento de la generación en base de energía solar y eólica, se espera un aumento de las exigencias de rampas del sistema y de reserva operativa, así mismo, un mayor de las unidades térmicas; lo que establecerá la posibilidad de nuevos productos de

mercado como por ejemplo seguimiento de carga (o rampeo) y reserva de respuesta lenta ante las fallas. Más que todo el seguimiento de rampa se usa por factores económicos en lo que a generadores se refiere, sin embargo, si la capacidad que tienen las unidades marginales es poco como para darle seguimiento a la carga, se deberá agregar generación (unidades de generación a base de Bunker) lo que conlleva al cambio del precio marginal de energía y con ello respaldar la necesidad de establecer un producto “seguimiento de rampa” en los mercados eléctricos. Asimismo, resulta difícil conllevar la intermitencia natural de las fuentes GV y esto acarrea a situaciones graves de desbalance entre la generación y demanda, implicando a los operadores nuevos y grandes desafíos para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico. Pero también, tomando en cuenta que el mínimo valor de la demanda neta es menor que el mínimo valor de la demanda, esto podría complicar al sistema cuando no se logra que las máquinas bases no disminuyan sus niveles de generación, comprometiendo recortes en la generación de energía eléctrica renovable.

Si nos basamos en lo que hemos expuesto anteriormente, necesitaremos identificar los eventos de rampa en los pronósticos de la demanda neta con el fin de que los operadores de los sistemas eléctricos puedan tener el tiempo adecuado para implementar los criterios necesarios en los despachos y poder salvaguardar el equilibrio de potencia activa en todo momento. (Kamath, 2010) (Energía, 2012).

2.8.1 Definición de rampas

Normalmente la manera más sencilla de identificar los eventos de rampa es la forma gráfica. De tal manera que no hay forma determinada por la cual estos eventos puedan calcularse matemáticamente, ya que existen un sinnúmero de formas de interpretación de los aumentos y disminución de la energía generada en un pequeño lapso de tiempo. Como una regla

general, para todas las definiciones a las rampas se les establece como movimientos grandes, ya sean estas para aumentar o disminuir los datos. A continuación se presentan dos definiciones de eventos de rampas:

1. Definición de rampa 1: Un evento de rampa ocurre si la magnitud que aumenta o disminuye en la generación en un intervalo de tiempo ΔT es mayor que un umbral definido previamente (P_θ).

$$R: |P(t + \Delta T) - P(t)| > P_\theta \quad (1.3)$$

2. Definición de rampa 2: La definición anterior solamente se centra en el inicio y final del intervalo de tiempo considerado, por lo cual puede omitir eventos de rampas si se producen entre los dos extremos, aunque los extremos por ellos mismos pueden no exhibir un gran cambio en la magnitud de la energía generada. Es por esta razón, que esta definición considera el mínimo y máximo valor de generación entre los extremos del intervalo de tiempo considerado (incluyéndolos) (Kamath, 2010).

$$R: \max(P[t, t + \Delta T]) - \min(P[t, t + \Delta T]) > P_\theta \quad (1.4)$$

El intervalo de tiempo (ΔT) considerado para el análisis de eventos de rampas es generalmente 15 minutos, 30 minutos o 1 hora. La elección del umbral de comparación (P_θ) es complejo. Por una parte, se puede fijar en un valor, por ejemplo 300 *MW* para 15 minutos o 450 *MW* para 60 minutos de rampa. Este valor debería depender del SEP y ser elegido para reflejar la cantidad de energía que es difícil de proporcionar en el intervalo de tiempo dado para

mantener el sistema en equilibrio. En cambio; por la otra parte, se puede definir el umbral P_{θ} como un porcentaje de la capacidad instalada de la GV. En este último caso, una subida o bajada de generación de energía de las fuentes de GV puede ser catalogada como un evento de rampa un día, pero no para el día siguiente.

En este punto se han obviado definiciones con respecto a los eventos de rampa, definición que se basa en los valores que resultan del cálculo de la pendiente media de la energía generada, dado un intervalo específico de tiempo. Por ejemplo al tener un intervalo de tiempo de una hora en la cual la variación de energía suministrada toma un valor promedio más alto en el tiempo (t) más una hora que en el propio tiempo (t) , se definirá por dicho criterio una rampa de subida, puesto que la generación ha aumentado y esta tuvo que subir desde un escalon de generación hasta otro este sería un evento de rampa en el cual se implementa el aumento en la generación de energía y se debe mantener en cuenta los niveles a los que se debe llegar. Así mismo otras definiciones toman en cuenta la duración del evento de rampa para caracterizar a estas mismas (Kamath, 2010).

Como se pudo observar, una rampa personifica un gran incremento o disminución de la energía generada dentro de una ventana de tiempo delimitada. Las siguientes variables parametrizan las rampas: inicio de rampa (ramp start), duración de la rampa (ramp duration), velocidad de la rampa (ramp rate), magnitud de la rampa (power swing) y momento del término de la rampa (ramp end); estas identifican de forma característica este tipo de evento (ver Figura 2.1). Estos eventos mencionados anteriormente tienen relevancia en el manejo de las inyecciones de las fuentes de GV, ya que considerables oscilaciones de la generación de energía se deben balancear cambiando las introducciones de potencia activa de otros

generadores, mediante servicios auxiliares; otra opción manejable sería restringir o limitar las rampas de generación de energía eólica; pero hacer esto implicaría cierto costo (Sevlian & Rajagopal, 2013).

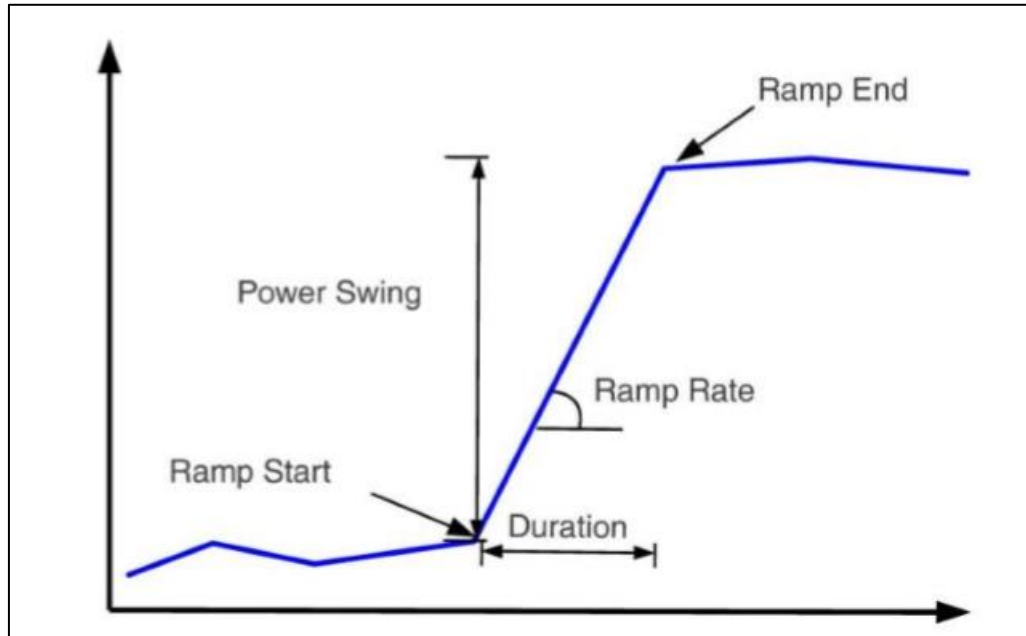


Figura 2.1: Ejemplo de rampa de energía parametrizada.

Fuente: (Sevlian & Rajagopal, 2013).

Al encontrar presentes rampas negativas estas generan (mayores problemas) por decir dificultades a los ISO, puesto que deben de gestionar el despacho de varias unidades de generación para suplir con la demanda de energía activa, energía que en realidad es demandada y se supone que está siendo suplida por alguna energía renovable variable (en este caso la energía renovable de tecnología eólica), es entonces cuando la variabilidad toma su lugar y aquella energía que suplía a la demanda desencadena en una rampa de bajada por la disminución en el viento en un momento determinado del día. Se puede mostrar de ejemplo un hecho real fue el que ocurrió en un parque eólico en el estado de California, Estados Unidos, en la Figura 2.2 se muestra su generación, en donde observamos una gran rampa positiva y negativa a eso de las 15:45 hrs del 21 de junio de

2008. Una hora antes, la generación de energía eólica aumento en 667 *MW* hasta un pico de 855 *MW*, para luego descender en 577 *MW* la hora siguiente es por esto que ocurre las dificultades en los despachos de energía puesto que tienen que tener una alta capacidad tanto para predecir este tipo de eventos, así como también para poder suplir los incrementos de generación de energía que provocan estas rampas.

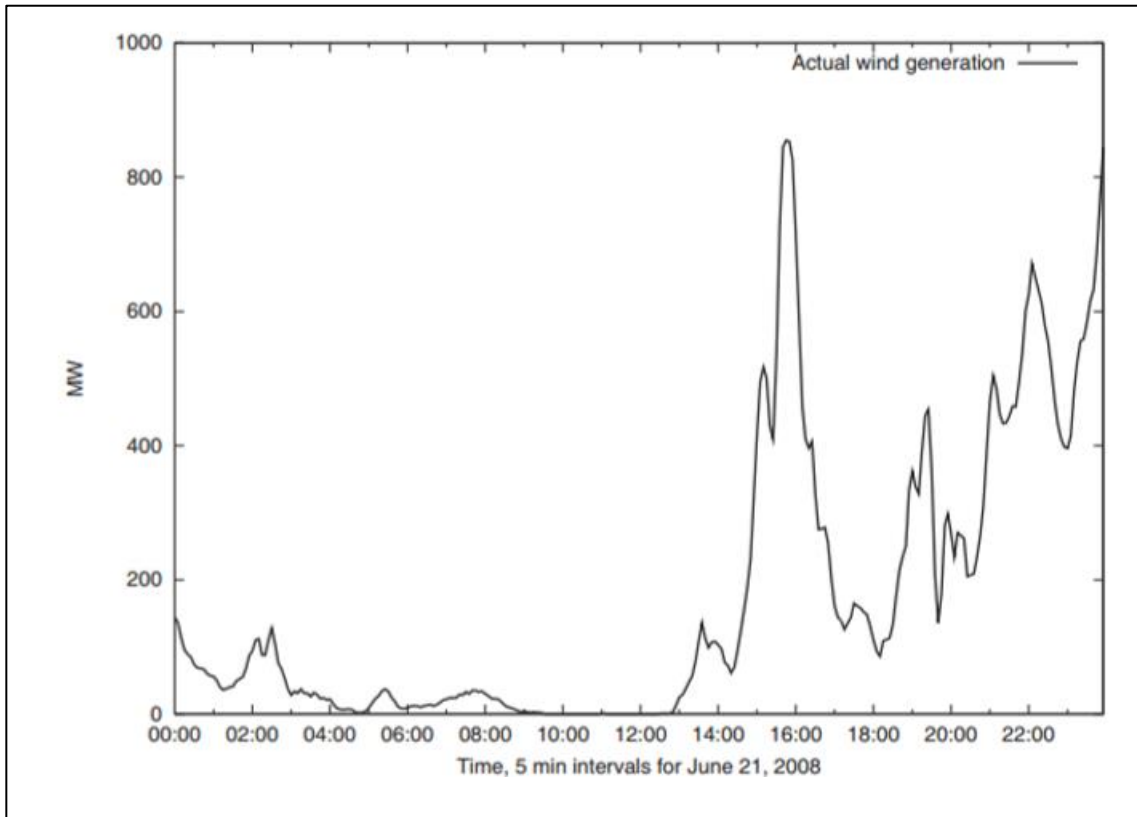


Figura 2.2: Generación eólica para el 21 de junio de 2008 en California, Estados Unidos

Fuente: (Kamath, 2010).

2.9 Reserva de Rampa

Las máquinas que mantienen las reservas de rampa dado que pueden estar sincronizadas al sistema o no, estas deben de tener la capacidad suficiente para recibir las indicaciones de los operadores de cada una de las plantas a las que están confinadas estas, dichas indicaciones pueden ser las de aumentar en su generación un valor tal cual se adecue con los requerimientos

que esté dando la demanda en los lapsos de tiempo estipulados a las máquinas. Puesto que ya se puede tener un análisis con el cual se realizan predicciones del comportamiento de la carga se puede dar una programación diaria de las inyecciones de energía que requiera el sistema eléctrico de potencia para suplir dichas rampas arbitrarias. Esto bajo el régimen de las rampas causadas por la carga y el seguimiento de estas (es donde toman parte las reservas de seguimiento de rampas). Ahora bien tomando en cuenta la inserción de grandes cantidades de energía producida por generación renovable variable (GRV), se debe tener muy en cuenta un tipo de rampa con diferente estudio que el de las rampas de seguimiento de cargas, puesto que dada la naturaleza de la GRV no se puede tener un parámetro de predicción, dado que tanto la tecnología solar como la eólica conllevan en su generación grandes bloques de generación de energía de subidas y bajadas, esto requiere de un mayor nivel de reserva de rampa que el que se utiliza en las reservas de seguimiento de carga. Los diferentes sistemas toman la decisión de como separar este tipo de reserva de rampa con el de las reservas de seguimiento de carga. (Ela, y otros, 2010) (Milligan, y otros, 2010). En el campo que se dedica a la generación de energía, a las reservas de rampa también suelen llamarlas de una forma distinta, las distintas maneras de llamarlas se muestran a continuación: (Holtine, y otros, 2013):

- Reserva de balance
- Reserva de desviación.

2.10 Sistema eléctrico de Honduras

El sistema eléctrico de Honduras constaba para el año 2010 únicamente de plantas de generación térmica, biomasa e hidroeléctrica, es a partir del año 2011 que el sistema eléctrico de Honduras experimenta una inserción de energía renovable variable, con la instalación de la planta de generación renovable, en este caso la eólica Mesoamérica en aquel entonces con una

capacidad instalada de 102 MW de potencia, era la primera planta de generación variable en todo el SIN. Ahora bien entre las plantas más importantes del SIN podemos nombrar algunas de las plantas hidroeléctricas que forman la base de la producción de energía y también de reserva de energía para el control de frecuencia y de tensión; estas serían:

- Central hidroeléctrica Francisco Morazán (300 MW)
- Planta Hidroeléctrica Cañaveral (29 MW).
- Planta Hidroeléctrica río Lindo (80 MW).
- El Níspero (22.5 MW).

Las plantas anteriormente mencionadas forman parte del conjunto de generadoras que pertenecen y son propiedad del estado de Honduras.

La configuración de las plantas más importantes de generación convencional en este caso plantas térmicas con base de generación Bunker se configuran de la siguiente manera:

- Planta Térmica Enersa (276.1 MW)
- Lufusa III (267.4 MW)
- Lufusa Valle (80 MW)
- Elcosa (80 MW)

En la Figura 2.3 se muestra el historial de la capacidad instalada en Honduras con sus correspondientes tecnologías y capacidades instaladas, ahora bien la Figura 2.4 muestra la configuración porcentual de la matriz energética para el año 2018 en Honduras.

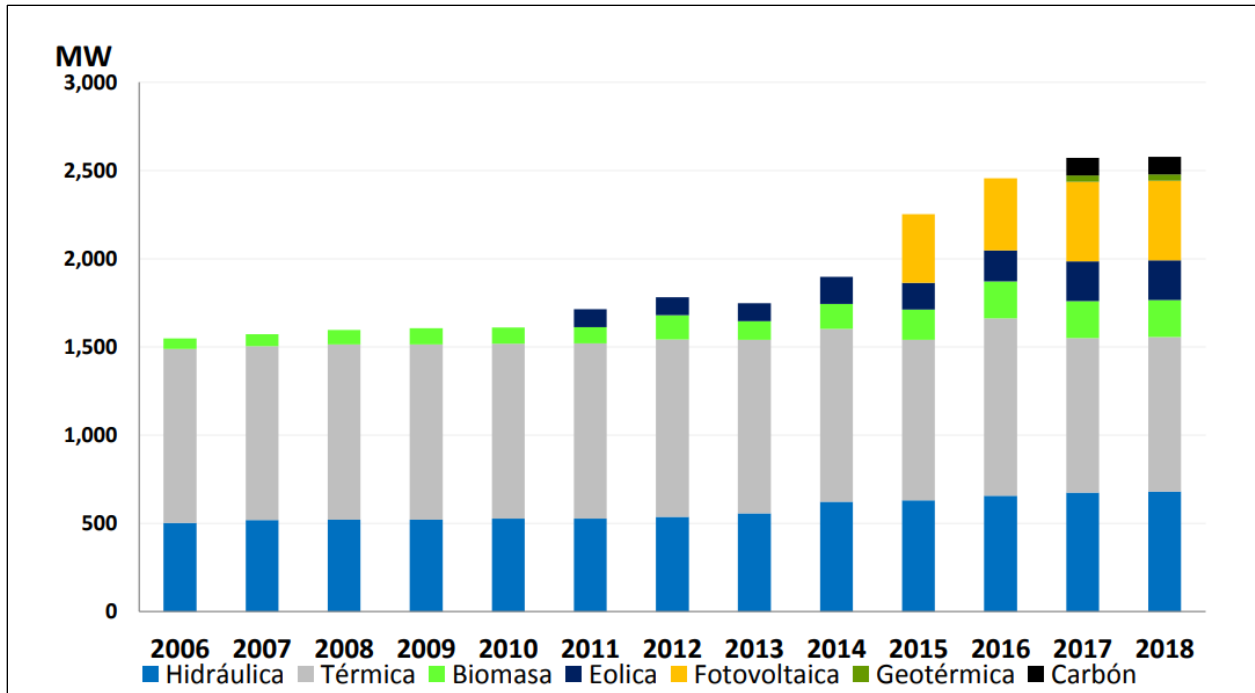


Figura 2.3: Capacidad Instalada sistema eléctrico de Honduras

Fuente: (ENEE, Base de Datos ENEE, 2018)

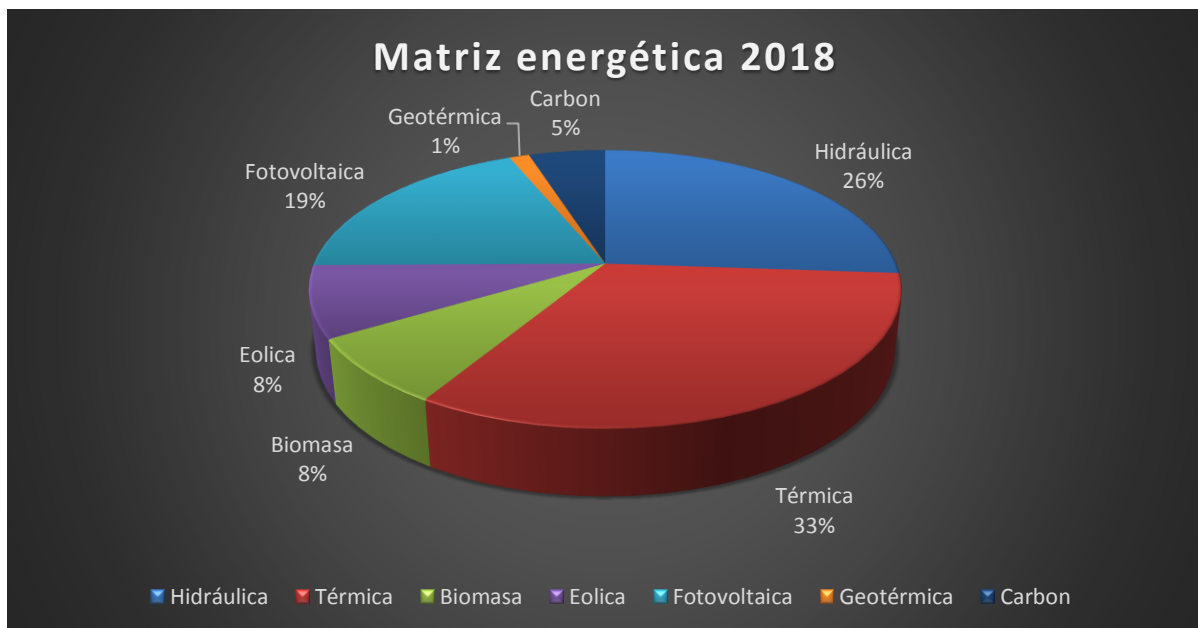


Figura 2.4: Gráfico de la matriz energética de Honduras para el año 2018.

Fuente: Elaboración propia, con datos de (ENEE, Boletín Estadístico, 2018).

2.11 Energía solar Fotovoltaica

La energía solar es la energía producida por la radiación que emite el sol hacia la tierra, y esta es utilizada para distintos usos, pero hay una particularidad en esta energía que se recibe, es la capacidad para transformarla en otro tipo de energía, en el caso de la energía solar fotovoltaica es que hace uso de los fotones provenientes de la luz y radiación solar, transformando la energía solar y produciendo gracias a esta energía eléctrica, mediante las células, celdas y módulos solares.

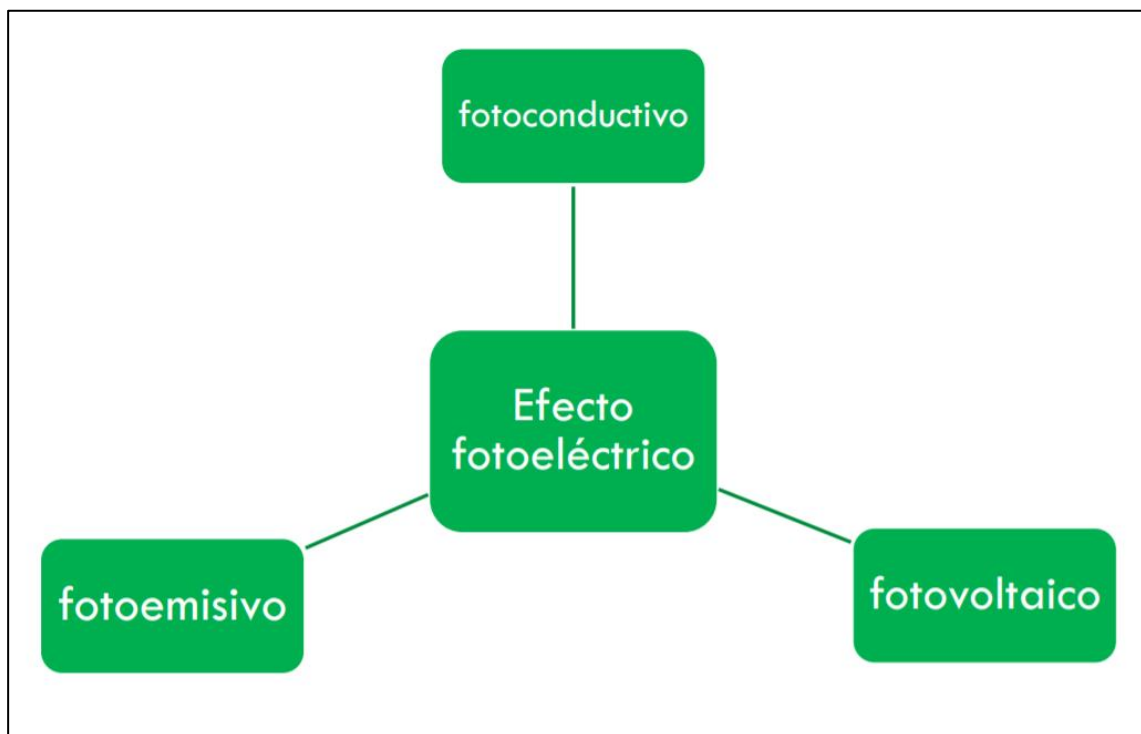


Figura 2.5: El efecto fotovoltaico y sus ramificaciones.

Fuente: (grupoorion.unex.es, 2019)

La energía solar fotovoltaica proviene del sol directamente, aunque también el resto de la energía que llega del sol a la tierra se distribuye en muchas más, y el ser humano utiliza las tecnologías presentes y las que se mantienen en estudio para aprovechar al máximo el potencial de toda la energía del sol. En la Figura 2.6 se muestra las diferentes distribuciones de aprovechamiento que existen actualmente, en este caso nos enfocamos en la captación fotónica que proviene de la energía solar directa del sol, es con esta que se realiza la transformación de la energía solar a energía eléctrica mediante el panel fotovoltaico, obteniendo así el fundamento de la energía solar fotovoltaica.

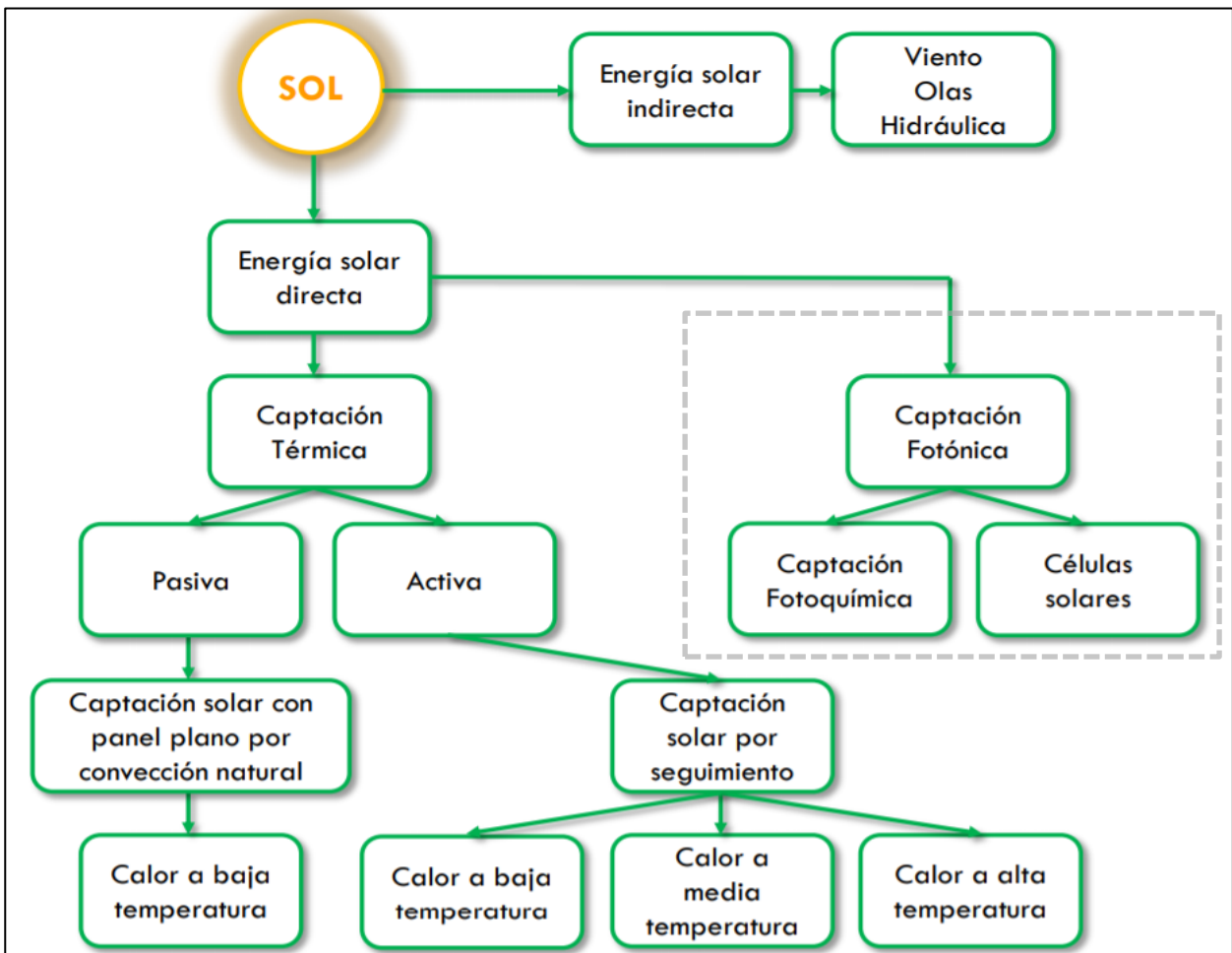


Figura 2.6: Esquema de aprovechamiento de la energía solar.

Fuente: (grupoorion.unex.es, 2019)

2.11.1 Consideraciones generales de la energía solar fotovoltaica

- Renovable
- Sostenible
- Dispersa
- Densidad energética - Potencia: 0 - 1000 W/m²; - Energía diaria: 3 - 7 kWh/m² · día • Aleatoria. (Mapa Climático Extremadura).
- Tipo de instalaciones fotovoltaicas: - Red: Negocio/Imagen; - Aisladas: Satisfacer una necesidad
- Estructura y costes instalaciones solares fotovoltaicas: “Alta inversión y bajo coste de operación y mantenimiento” - Aisladas con baterías: 1250 €/m² (12 €/Wp) - Aisladas sin baterías: 910-1200 €/m² (7-9 €/Wp) - Conectadas a la red: 525-780 €/m² (4,5-6 €/Wp) La potencia pico
(grupoorion.unex.es, 2019)

Las condiciones estándares de medida, que se deben cumplir para que módulo fotovoltaico entregue su potencia máxima son:

- Irradiancia: 1000 W/m²
- Incidencia: normal al módulo.
- Temperatura de la célula: 25° C
- Distribución espectral: AM 1.5 G

(www.ujaen.es, 2019)

2.11.2 Paneles fotovoltaicos

Los paneles solares fotovoltaicos se componen de células que convierten la luz en electricidad. Dichas células se aprovechan del efecto fotovoltaico, mediante el cual la energía luminosa produce cargas positivas y negativas entre dos obleas de semiconductores próximos de distinto tipo, por lo que se produce un campo eléctrico con la capacidad de generar corriente.

Los paneles fotovoltaicos los podemos clasificar de la siguiente manera:

- Cristalinas
- Mono cristalinas: se componen de secciones de un único cristal de silicio (Si) (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los 4 lados cortos, si se puede apreciar en la imagen, se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada).
- Poli cristalinas: cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.
- Amorfas: cuando el silicio no se ha cristalizado.

La efectividad de los módulos son mayores cuando más grandes sea el tamaño de los cristales, pero esto irrumpe en el peso, el grosor del módulo y también en los costos de producción así como los de venta. La eficiencia de las primeras tecnologías utilizadas para construcción de módulos puede alcanzar el 20% mientras que el de las últimas puede no llegar al 10% de eficiencia, esta brecha se comparte con los anteriores, puesto que aunque la eficiencia es más baja que la de los anteriores módulos, el peso de los módulos y los costos tanto de producción como de venta disminuyen considerablemente en comparación de los costos de los demás.

El costo de los paneles fotovoltaicos se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales y su coste medio de generación eléctrica ya es competitivo con las fuentes de energía convencionales en un creciente número de regiones geográficas, alcanzando la paridad de red. (paneles-fotovoltaicos.blogspot, 2019)

2.12 Efectos de la introducción de energía renovable variable en California

La inserción de la energía solar y eólica en California (Estados Unidos) está teniendo un efecto secundario sorprendente: puede estar disminuyendo los ingresos de las represas hidroeléctricas.

Hace un tiempo, los funcionarios del Operador Independiente de Sistemas de California (ISO), ente que gestiona la demanda de electricidad en todo el estado de California, identificaron un fenómeno llamado “curva de pato“. Dicha curva, en forma de perfil de un pato, realiza un bosquejo gráfico con el cual se puede gestionar predicciones que en un futuro el crecimiento de la generación solar y eólica provocarían un efecto de rampas de generación tanto de subida como de bajada en varios momentos del día y en varias ocasiones eventos de rampa impredecibles.

Este incremento en la generación de energía se produce en el mediodía, generación que afectaría al sector hidroeléctrico en este lapso de tiempo de generación. Ocurre lo que se predecía y además de ello las subidas y bajadas de generación y también la generación en sí fueron mucho mayores que las ya predichas. Esto desembocó en la disminución de los precios del mercado de la energía en California. Aunque para los clientes (consumidores de energía) esto es positivo.

La “curva de pato”, que se muestra en la Figura 2.7, ilustra cómo el aumento de la energía solar y eólica genera más energía durante el mediodía, dicho comportamiento esta fluctuando la economía de las demás fuentes de energía, incluida la energía hidroeléctrica.

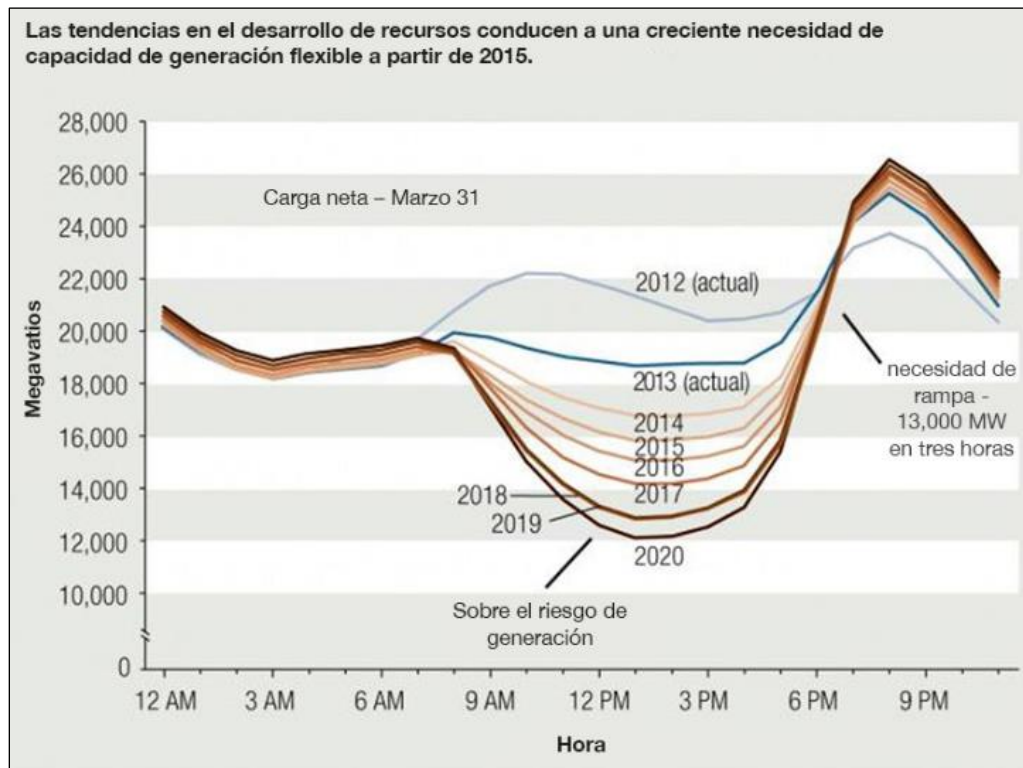


Figura 2.7: Formación de Curva de pato debido a la generación de energías renovables variables en California.

Fuente: (ISO)

CAPITULO III. METODOLOGÍA

La metodología a utilizar para este caso de estudio se detalla en la Figura 3.1, esta muestra el diagrama de flujos del procedimiento que regirá el trabajo a realizar, este en conjunto con el de la Figura 3.2, en donde se muestran los servicios complementarios de la ENEE, siendo el caso a estudiar uno de los servicios complementarios, siendo este el control de frecuencia.

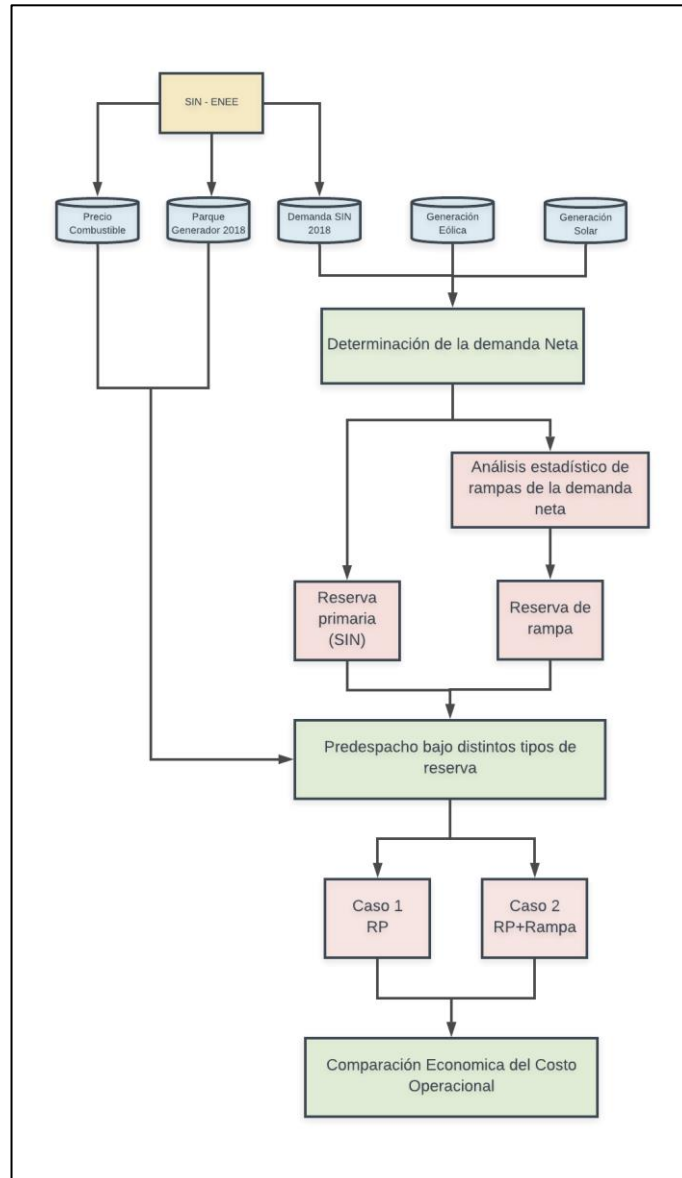


Figura 3.1: Diagrama de flujos de procedimiento del trabajo.

Fuente: Elaboración propia.

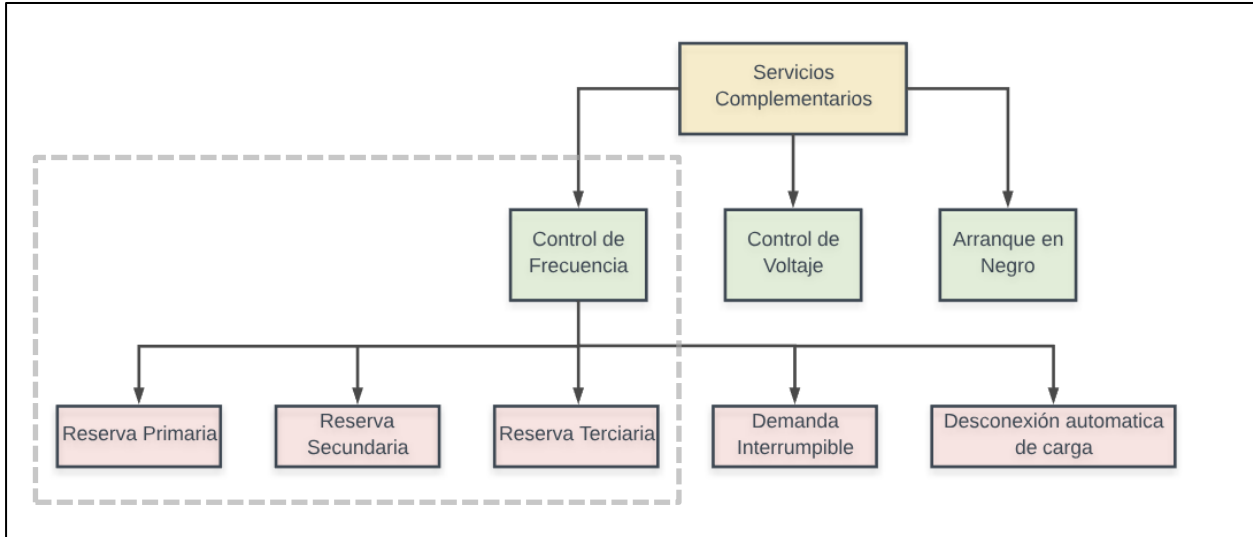


Figura 3.2: Esquema de servicios complementarios.

Fuente: Elaboración propia en base al Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado (ROM).

3.1 Recopilación de datos.

Es esta sección de nuestro trabajo desempeñaremos la función de recopilar datos, los cuales son necesarios para la etapa de los cálculos y demás secciones del trabajo, los datos a necesitar serán datos reales de la constitución de la reserva rodante, cuales plantas se encargan de esta acción, como están constituidas cada una de estas plantas, cantidad de máquinas y valores específicos de estas. Así también como la demanda, los datos de generación solar y eólica en el país; como también los datos de monto de desconexión de generación y frecuencia mínima del sistema frente a una contingencia del parque generador durante los últimos años.

3.2 Reserva rodante en Honduras

La ENEE fue el organismo encargado de dar el visto bueno para la operación y despacho de las unidades de generación, el despacho de estas unidades lo realizó de acuerdo al orden de mérito, acatando todas las limitaciones de generación forzada proporcionadas, como las unidades que deben mantenerse conectadas para el control de voltaje. Para generar escenarios con alta inserción VRE, la ENEE concedió prioridad de despacho a los generadores VRE por sus siglas en inglés (Variable Renewable Energy), en el escenario real estas pueden ser despachadas de forma diferente. En lo que concierne a reserva rodante la ENEE maneja restricciones y estas han de respetarse (Banco Mundial, 2016):

- Reserva rodante del 5 % de la demanda debe mantenerse a disposición en todo momento;
- Al menos un 34 % de reserva rodante debe ser asignado a la planta de energía hidroeléctrica en El Cajón;
- Al menos un 9 % de reserva rodante debe ser asignado a la planta de energía hidroeléctrica en Río Lindo;
- Una capacidad fija de 5 MW cada una se asigna a las centrales térmicas ENERSA y Lufussa III;
- Una capacidad fija de 1.5 MW se asigna a la estación de energía hidroeléctrica en La Vegona;
 - La capacidad restante se asigna a El Cajón y Río Lindo (Banco Mundial, 2016).

3.3 Demanda en Honduras

Para la obtención de los datos de la demanda de energía en Honduras se utilizan los datos proporcionados por la ENEE de la demanda histórica y escenarios proyectados de la demanda, con la cantidad correspondiente de barras de consumo, en la Figura 3.3 se muestra la demanda nacional del año 2016 (ENEE, 2016).

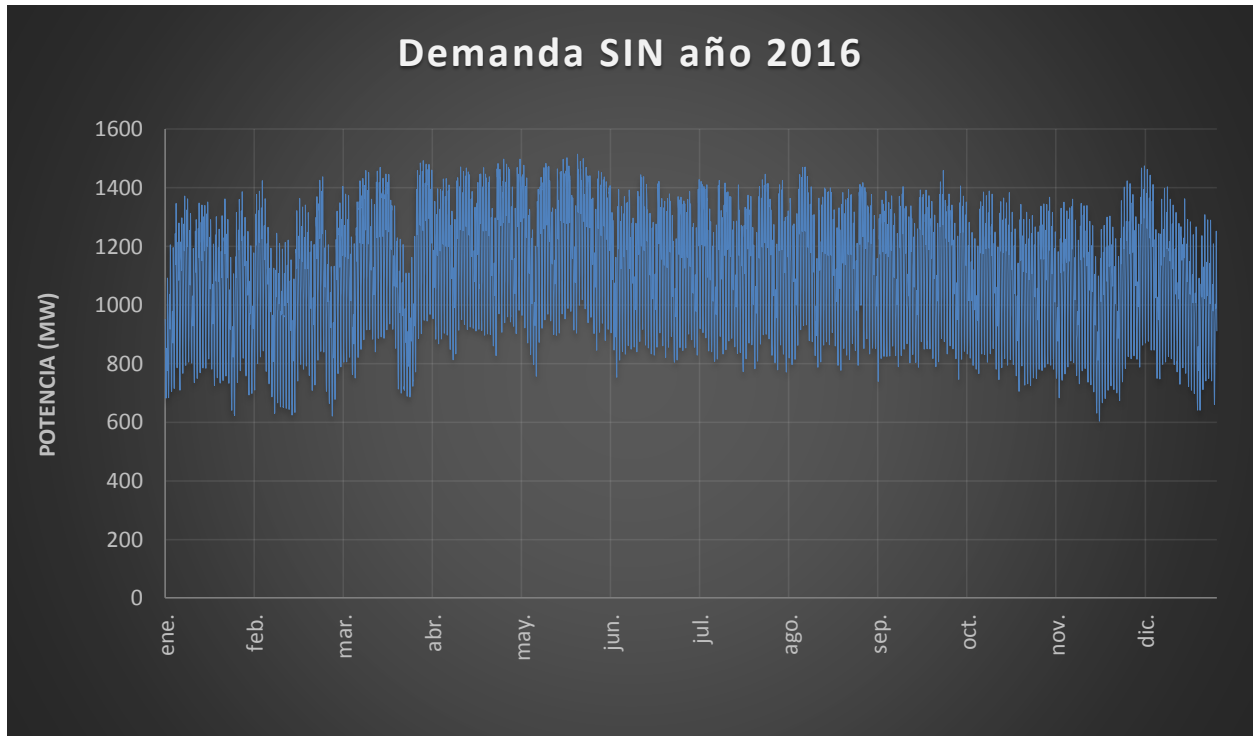


Figura 3.3: Gráfico de demanda del SIN año 2016.

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016).

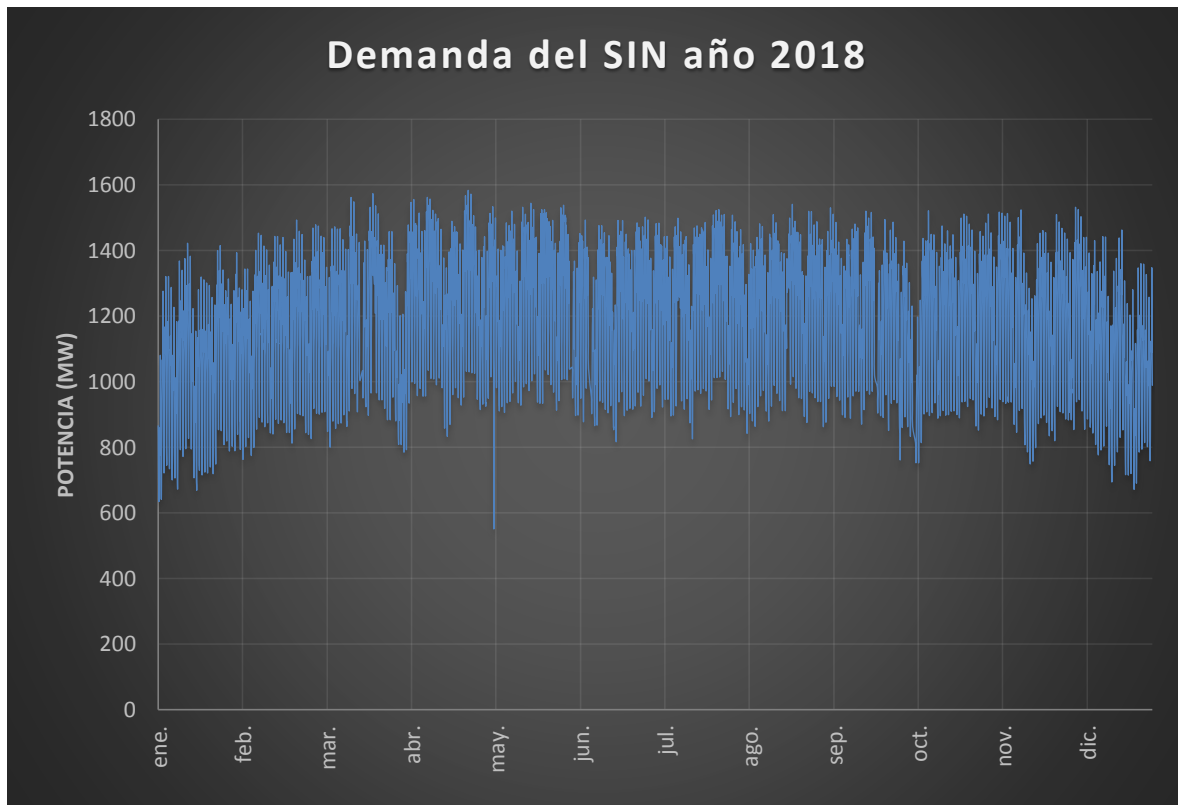


Figura 3.4 Gráfico de demanda del SIN año 2018.

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

En las ilustraciones mostradas en la Figura 3.3 y la Figura 3.4, se analizan las diferencias entre estas, siendo una de la más notoria el aumento en la demanda del sistema, tanto en valores de demanda pico, cabe destacar que el valor máximo de demanda para el año 2016 llegó a ser de 1,514.79 MW, en comparación con la demanda máxima del año 2018 que asciende a un valor de 1,583.77 MW, con una diferencia en el aumento de la demanda pico de 68.98 MW, teniendo una media de 34.49 MW de aumento por año en la demanda máxima del sistema.

Tomando en cuenta el promedio anual de demanda para los años 2016 y 2018, se obtienen un resultado de 1,098.08 MW y 1,153.95 MW respectivamente, resultando una diferencia de 55.87 MW en el promedio de la demanda.

3.4 Generación de energía solar y eólica en Honduras

Se analizaron los datos recopilados de la generación solar y eólica, estos se proporcionaron por medio de la ENEE en manera general, además también de los datos que se recopilaban mediante las plantas generadoras para tener una expectativa de como realmente es el comportamiento en cada una de estas ver Figura 3.5, Figura 3.6 y Figura 3.7. En la Tabla 3.1 se puede observar el comportamiento y la generación que tiene cada una de las plantas eólicas y solares en Honduras, esto en la totalidad del año 2017 y el acumulado correspondiente para el mes de diciembre del año 2018. (ENEE, Boletín Estadístico, 2018).

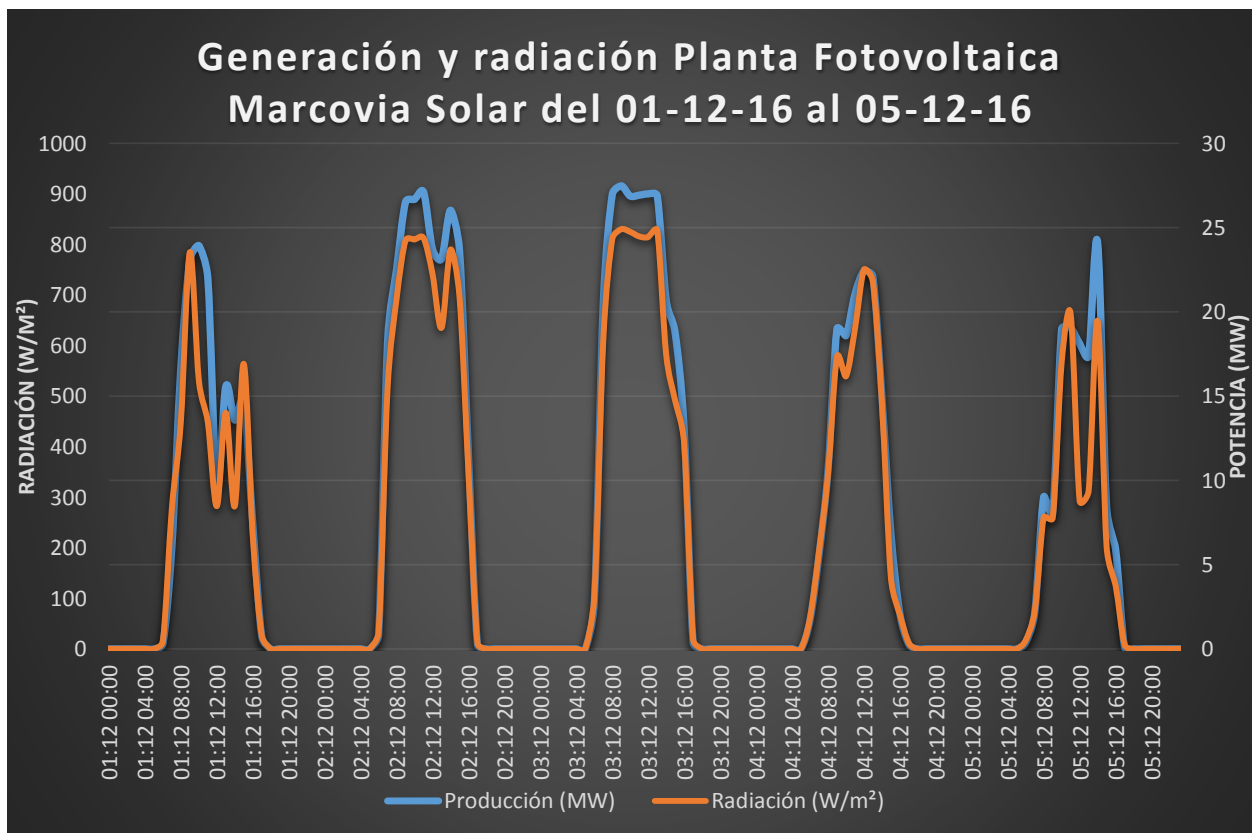


Figura 3.5: Gráfico de generación y radiación de la planta fotovoltaica Marcovia Solar del 01-dic-16 al 05-dic-16.

Fuente: Elaboración propia, con datos históricos (Marcovia Solar, Bases de datos, 2016).

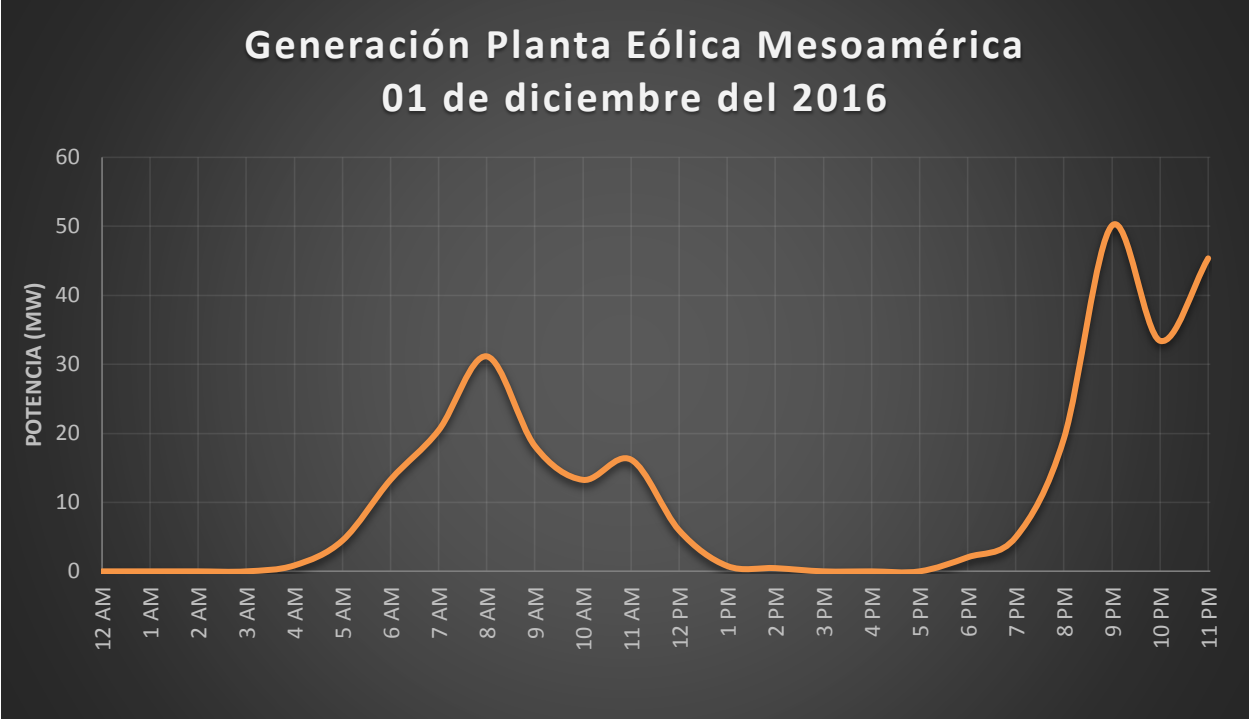


Figura 3.6: Gráfico de generación de la planta eólica Mesoamérica para el 01-12-2016.

Fuente: Elaboración propia, con datos históricos (Mesoamérica, Bases de datos, 2016).

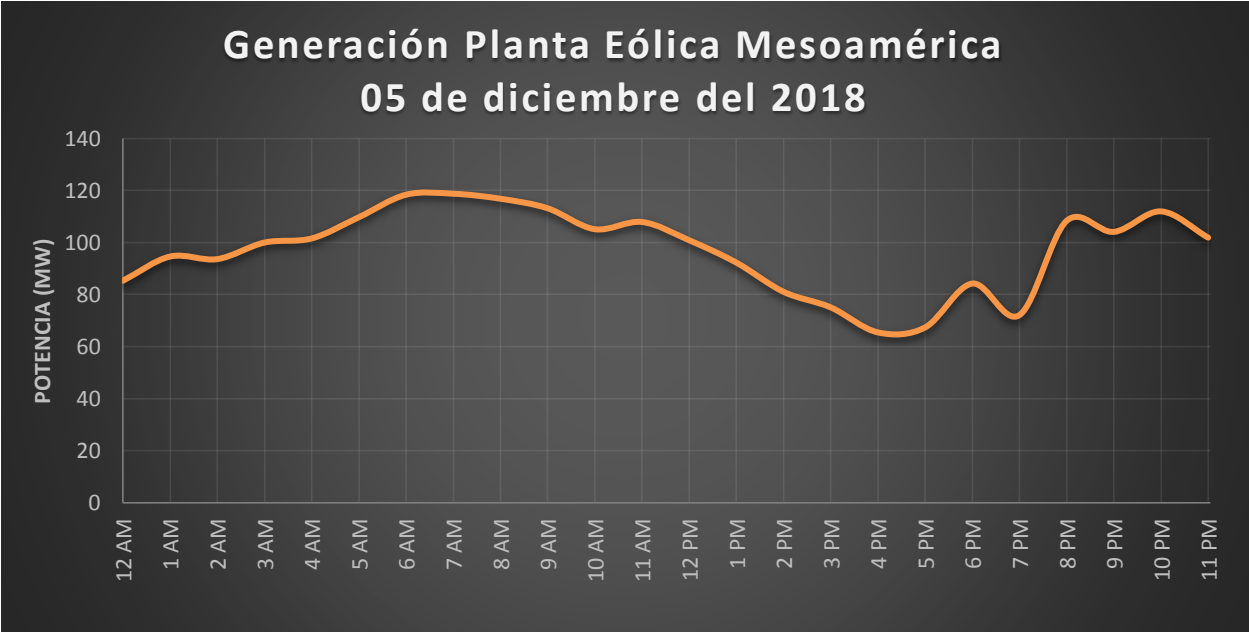


Figura 3.7: Gráfico de generación de la planta eólica Mesoamérica para el 05-12-2018.

Fuente: Elaboración propia, con datos históricos (Mesoamérica, Bases de datos, 2018).

Tabla 3.1: Generación Eólica y fotovoltaica durante los años (2017 - Nov 2018)

Tipo de planta		Año 2017		Diciembre 2018		Acumulado 2018	
		MWh	%	Generación Bruta MWh	%	Generación Bruta MWh	%
Eólica	Tecnología	578,086.7	5.8	100,680.8	12.2	928,704.8	8.8
Mesoamérica	Eólica	409,299.0	4.2	52,616.3	6.4	466,909.2	4.4
San Marcos	Eólica	149,205.7	1.5	25,600.8	3.1	228,703.0	2.2
Chinchayote	Eólica	19,582.0		22,463.7	2.7	233,092.5	2.2
Fotovoltaica	Tecnología	923,711.9	9.5	90,355.5	10.9	1,269,642.8	12.1
Enerbasa	Fotovoltaica	39,942.7	0.4	3,540.7	0.4	41,376.6	0.4
Marcovia	Fotovoltaica	82,594.9	0.9	6,890.7	0.8	82,873.3	0.8
Cohessa	Fotovoltaica	124,524.4	1.3	10,646.1	1.3	124,286.9	1.2
Soposa	Fotovoltaica	124,068.6	1.3	10,813.3	1.3	123,577.3	1.2
Mecer	Fotovoltaica	57,292.4	0.6	4,740.8	0.6	56,427.1	0.5
Llanos Del Sur	Fotovoltaica	27,144.8	0.3	2,457.4	0.3	26,955.1	0.3
Los Pollitos	Fotovoltaica	31,010.5	0.3	2,200.8	0.3	29,996.3	0.3
Fotersa	Fotovoltaica	37,652.1	0.4	3,632.6	0.4	44,509.1	0.4
Cinco Estrellas	Fotovoltaica	113,795.1	1.2	9,536.8	1.2	113,602.8	1.1
Cholteca Uno	Fotovoltaica	42,270.5	0.4	3,616.8	0.4	44,421.1	0.4
Cholteca Dos	Fotovoltaica	61,878.4	0.6	5,343.4	0.6	65,566.3	0.6
Proderssa	Fotovoltaica	97,164.0	1	8,014.7	1	97,480.7	0.9
Pacific	Fotovoltaica	34,291.1	0.4	7,185.2	0.9	47,092.9	0.4
Helios	Fotovoltaica	41,548.6	0.4	5,356.2	0.6	64,290.4	0.6
Lajas	Fotovoltaica	8,508.6	0.1	1,207.4	0.1	15,499.1	0.1
Fray Lazaro	Fotovoltaica	25.2	0		0	2,931.0	0.0
Prados Sur	Fotovoltaica			5,172.6	0.6	288,756.8	2.7

Fuente: (ENEE, Boletín Estadístico, 2018).

3.5 Determinación de reservas

Llegando a este punto de la metodología se expondrá el peor escenario del parque generador cuando se llega el momento de suplir la demanda neta en relación con las tasas de subida y bajada de carga de las unidades de generación convencional e inercia sistémica en el preciso instante en donde pasa (día y hora específicos), para poder preparar las reservas, ante

un escenario de penetración de las tecnologías solares y eólicas del 25% y 27.2% de la capacidad instalada del sistema para el año 2016 y 2018 respectivamente. Se determina la reserva según análisis estadístico de rampas de la demanda neta ante distintas ventanas de tiempo, (en nuestro caso será únicamente de 60 minutos) tomando en cuenta las características técnicas del parque generador convencional (reservas de rampas).

3.6 Cálculo de la demanda neta

El cálculo de la demanda neta se realiza obteniendo los datos de la demanda total del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de la ENEE, y la generación de energía variable, en nuestro caso (energía eólica y solar), con un rango de tiempo de una hora. Luego de este cálculo se busca el caso crítico en el cual la demanda neta sea mínima.

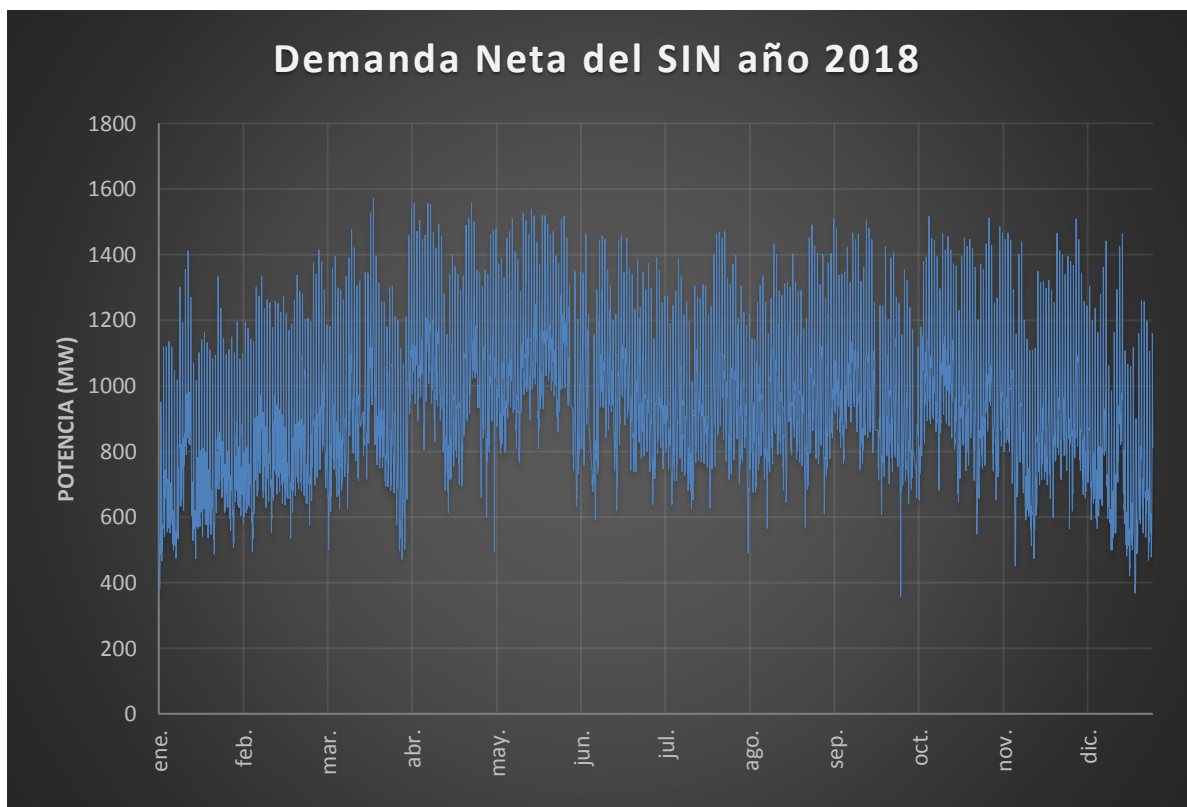


Figura 3.8: Gráfico de la demanda neta del SIN para el año 2018.

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

3.7 Reserva de Rampa

En esta sección se plantea el cálculo de las reservas de rampas en ventanas de tiempo de 60 minutos, basándose en un estudio estadístico de rampas de la demanda neta anual tomada en cuenta en el presente trabajo y las tasas de subida/bajada de carga de las plantas de energía térmica.

Para llevar a cabo el estudio estadístico de rampas de la demanda neta anual se toma como punto de partida la implementación de un estudio de cálculos de los datos estadísticos, el cual reconoce la ocurrencia de eventos de rampas de distintas magnitudes con una duración de 60 minutos mediante la ecuación (1.4). Las rampas tomadas en cuenta son con un lapso de tiempo de 60 minutos.

Para saber el valor de la reserva de rampa, se dispone que el sistema tenga la capacidad de seguimiento en las alteraciones de la carga neta con un mínimo del 90% del tiempo del año (intervalo de confianza); lo que se trata de explicar es que si tenemos un intervalo de tiempo en el estudio estadístico de rampas de la demanda neta, el valor de la reserva para dicho horizonte debe ser tal que cubra el 90% de los eventos de rampas. Para citar un ejemplo, en la Figura 1.5 se muestra cómo se determinaría la reserva de rampa de bajada de 60 minutos en base a los requerimientos de la demanda neta del día 01 de diciembre del 2016. Se intercepta la curva de porcentaje de la frecuencia acumulada (curva naranja) con una recta (gráfico verde) desde el eje vertical secundario con el valor de 90%, luego desde el punto en donde se interceptan se traza una recta hasta el eje horizontal (MAGNITUD MW), y el valor que intercepte esta recta con la magnitud de la rampa, será el valor de reserva de rampa. Por lo tanto, para el ejemplo citado anteriormente, la reserva de rampa de bajada de 60 minutos que se necesita para cubrir los requerimientos de la demanda neta y así asegure un intervalo de confianza del 90% es de

99.44 MW/60min. Es decir, que el parque generador debe ser lo suficientemente flexible como para reacomodar sus recursos y así asegurar que, en una ventana de tiempo de 60 minutos, este sea capaz de disminuir sus inyecciones de potencia en 99.44 MW (los requerimientos de las rampas de subida se determinan de igual forma). Esta metodología se basa en el documento de (Carrasco, 2014).

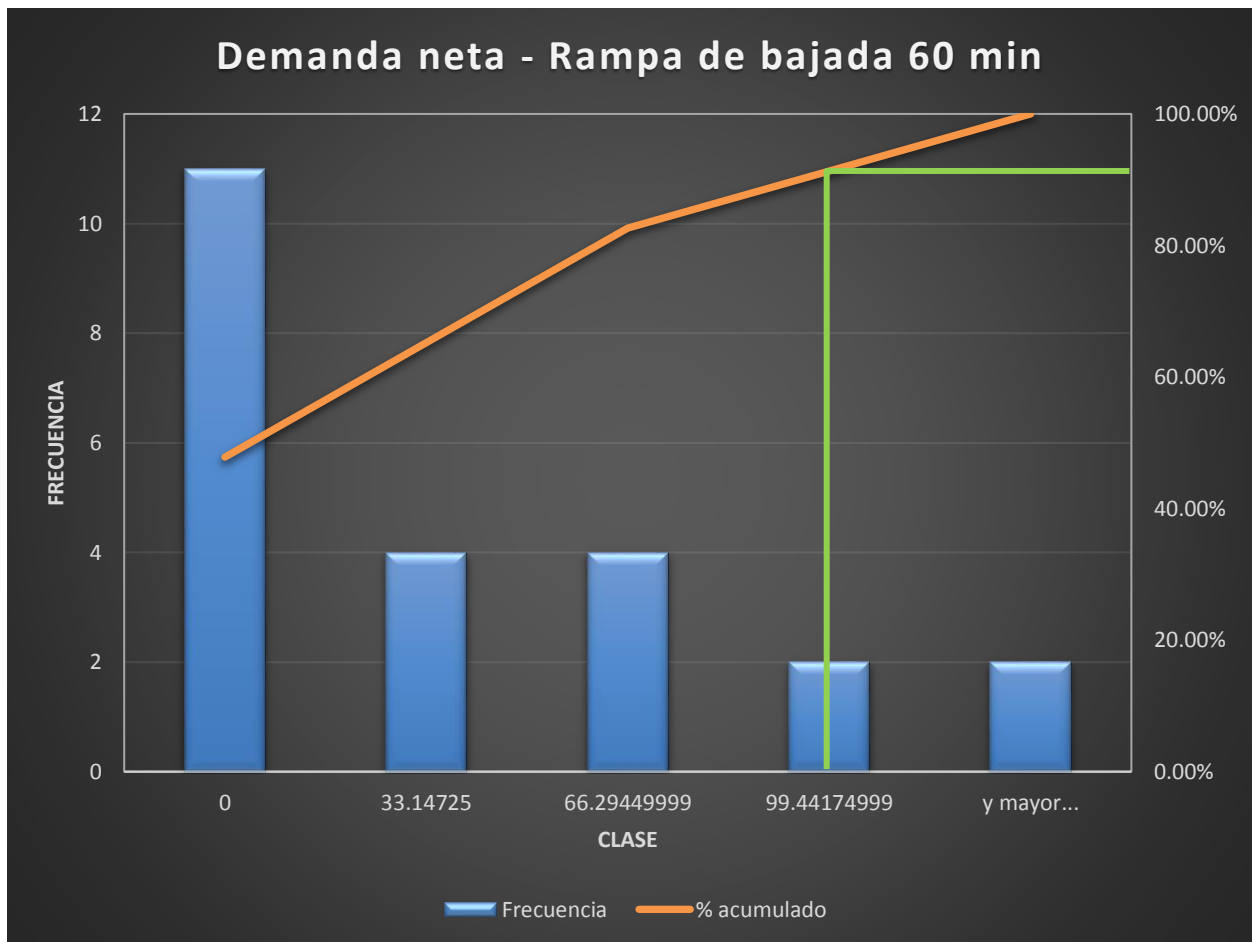


Figura 3.9: Gráfico del análisis estadístico de la demanda neta para el cálculo de reserva de rampa de bajada de 60 minutos para el 01 de diciembre del 2016.

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016)

3.8 Predespacho

En esta etapa del trabajo se realiza una evaluación y comparación de los costos de operación en el predespacho, tomando cada uno de los distintos casos para así proyectarlo para su posterior comparación entre todos estos. Es realizado un predespacho hidrotérmico óptimo simplificado para cada uno de los casos con las distintas reservas que se calculan en el presente trabajo. Las restricciones más importantes tomadas en cuenta para los distintos predespachos óptimos simplificados se detallan a continuación:

1. Reserva primaria, se da con un porcentaje determinado con respecto a la demanda, en donde se le asigna a varias plantas generadoras hidroeléctricas y térmicas para aportar una cantidad determinada de energía para el control primario de frecuencia, ver sección 3.2 del documento.
2. Reserva de rampa para los cambios de potencia repentinos debido a la variabilidad de las tecnologías renovables variables y a los desprendimientos de carga o generación de otras unidades generadoras.

Se toman en cuenta tres casos con las diferentes reservas que se presentan, con el fin de estudiar el impacto que estos inducen sobre la operación del sistema y los mismos costos de esta. Los casos están enumerados como caso 1, 2, 3 en los cuales los dos primeros de ellos las reservas son independientes tanto una como de la otra. El caso 1 corresponde al predespacho en conjunto con la restricción de la reserva de rampa de 60 minutos. Para el caso 2 se ejecuta un predespacho aplicando la restricción de la reserva inercial y el comportamiento que se tiene con el predespacho para regular el control primario y secundario de frecuencia, todo esto estudiando también cómo se comportan la implicación de los costos en la operación del sistema. Para el caso 3 se realiza un predespacho con las restricciones anteriormente mencionadas, todas estas evaluadas a un mismo tiempo, con reserva de rampa de 60 minutos.

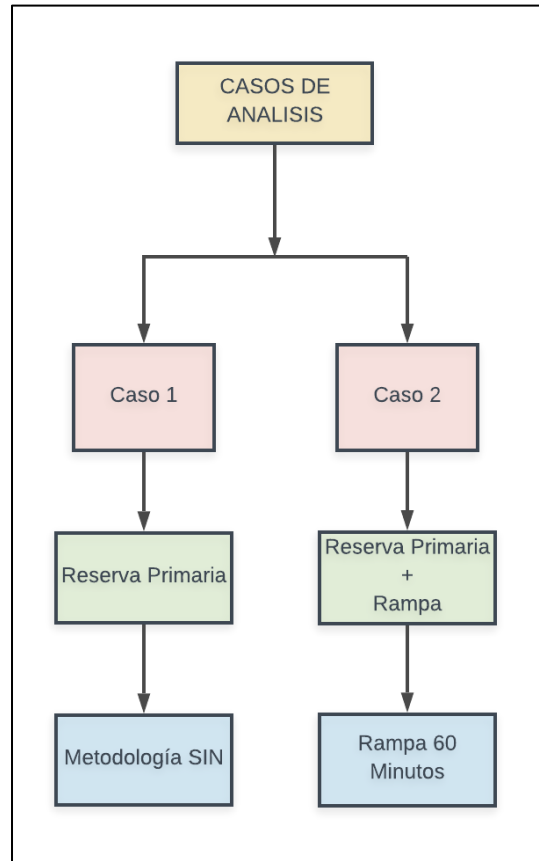


Figura 3.10: Esquema de los casos de reservas a evaluar

Fuente: Elaboración propia

3.9 Despacho hidrotérmico óptimo simplificado

Debido a las limitaciones encontradas tanto en la obtención y recopilación de los datos, así como en los recursos limitados en la implementación de software para realizar la optimización de los distintos escenarios implicados en las reservas y los predespachos constituidos en este trabajo, se pretende dimensionar un despacho hidrotérmico óptimo simplificado con la inserción de las energías renovables variables como son la energía solar y la energía eólica, en este desarrollo se contemplan las principales características del SIN, como ser: los grupos importantes de generación hidroeléctrica, puesto que son la base fundamental

tanto del control primario de frecuencia, como del control secundario de frecuencia, además de que en el planteamiento del estudio estas se verán involucradas con las distintas restricciones de reservas tanto las que se plantean en dicho documento, como la restricción de generación meta (ver ANEXOS) en donde se limita la cantidad de energía generada por la planta El Cajón y la representación de la hidroeléctrica a filo de agua, en un intervalo de tiempo (en este caso un día), se toma en cuenta el valor de la energía generada en dicho día a partir de los datos obtenidos (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016) y (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018). Así también se suman a este sistema las generadoras convencionales, que son las que aportan los parámetros para la obtención de los cálculos de costos.

Se representan al mismo tiempo las fuentes de energía renovable variable tanto eólica como solar, así como la energía proveniente de biomasa, siendo esta última una energía estable con un valor constante promedio de generación. El estudio se realizara con un intervalo de tiempo de 60 minutos, durante un día, en este caso se ha contemplado tomar en cuenta el día 01 de diciembre del 2016, con todos los datos de generación y demanda. Adicionalmente, se realizó el mismo procedimiento para casos en el año 2018.

Las centrales térmicas se dimensionaran en un solo conjunto, representado por todas las centrales térmicas, para poder realizar la simulación se calculara un precio ponderado con cada uno de los precios de las centrales, al obtener los resultados se comparara el comportamiento de los costos operativos de los diferentes escenarios, tomando en cuenta teóricamente un despacho hidrotérmico optimo simplificado.

Para las centrales hidroeléctricas se decide tomar la represa hidroeléctrica más importante del SIN, El Cajón además de ella la planta hidroeléctrica La Vegona, puesto que estas dos se encuentran en cascada, siendo El Cajón de 300 MW, es el que entrega el

turbinamiento y vertimiento a la que se encuentra aguas abajo denominada La Vegona de 38.5 MW, estos grupos de generación hidroeléctrica se consideran separados de todas las demás, este último mencionado es el que representaremos como una misma en su totalidad; es decir que todas las demás represas hidroeléctricas del SIN se tomaran como una sola con la condición de ser una central de pasada, con el condicionamiento de realizar la suma correspondiente tanto de todas las potencias de cada una de las plantas, así como el caudal turbinable total.

El modelo llevara también la inclusión de las energías renovables variables (ERV), los datos de estos se obtienen del histórico de la energía generada del día 01 de diciembre del 2016, de cada una de las plantas tanto solar como eólicas, a estos también se agregaran los datos de producción de las plantas de biomasa siendo estas parte de la generación de energía renovable, dado que son plantas muy lejos de ser plantas de ERV y su comportamiento es más similar que el de las plantas térmicas, estas aún se toman en cuenta, de esta forma se obtienen resultados más específicos con respecto a los costos operativos, así que para efectos de cumplir el objetivo debido a las limitaciones del software se simplificaran los datos en sus valores p.u. correspondientes a la capacidad instalada de cada sector; ya sea solar, eólico o de biomasa, siendo 409 MW, 175 MW y 209.7 MW respectivamente, (ENEE, Boletín Estadístico 2016, 2016).

Para un total de 793.7 MW, los datos de la producción correspondiente al día 01 de diciembre se organizan para realizar la tabla de históricos en p.u. de la generación renovable variable en conjunto con la biomasa. Así como su respectiva configuración en los cálculos para el año 2018.

3.10 Representación Uninodal del SIN

El sistema interconectado nacional puede ser representado por un único nodo para simplificar la comprensión del mismo, en este se presentan las plantas de generación más importantes de una forma muy simplificada y resumida, por un lado se muestra la Generación Térmica (GT), la generación renovable variable (GRV), los afluentes de energía que sirven para el correcto funcionamiento del sistema como ser el control primario y control secundario de frecuencia, labor que realiza la planta hidroeléctrica El Cajón en conjunto con un aporte que realiza La Vegona y algunas plantas térmicas, también de igual manera se tiene representada todas las plantas hidroeléctricas a filo de agua como un solo conjunto. Y a su vez la respectiva demanda, que representa la carga del SIN. Tal como se puede observar en la Figura 3.11, en donde se ejemplifica cada una de las variantes que se mencionaron anteriormente.

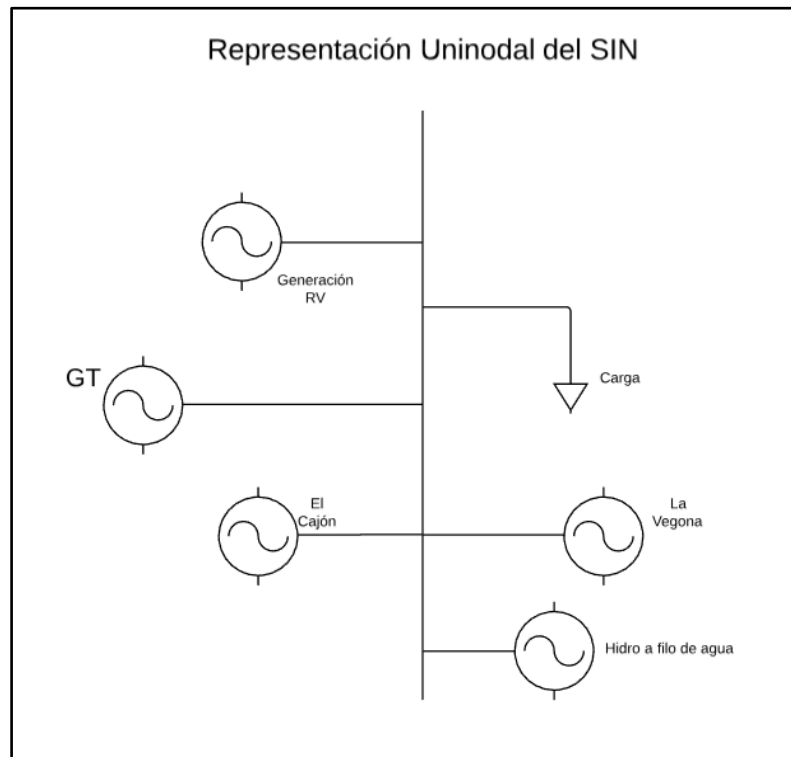


Figura 3.11: Representación del sistema del despacho óptimo simplificado.

Fuente: Elaboración Propia.

3.11 Teoría de minimización de costos

La ecuación (1.7) representa la función objetivo que se desea minimizar.

$$Z = \text{Min } CO + CP + CD + RP + P + FCF \quad (1.7)$$

Los costos resumidamente se dividen en seis componentes:

- Costo operativo variable térmico (CO)
- Costo de arranque y parada térmico (CP)
- Costo de déficit energético (CD)
- Ofertas de reserva asignadas (RP)
- Penalizaciones relacionadas con las violaciones de las restricciones operativas (P)
- Función de costo futuro (FCF), que relaciona el valor esperado del costo de producción en el futuro con el volumen de agua almacenado en los embalses (PSR, Manual de Usuario NCP, 2018).

3.12 Análisis de metodologías

En este apartado del documento se presenta el análisis de la implementación de las metodologías propuestas en los apartados presentados anteriormente, la metodología de la reserva de rampa y la determinación de la reserva inercial, en ambos casos expuestos se tiene una claridad del método a seguir para poder concluir con resultados, pero esto depende directamente de la obtención de los datos, para el caso de la reserva de rampa se requiere historial estadístico de la generación renovable variable y de la demanda del sistema en la misma categoría de intervalos de tiempos, en este caso se lograron obtener los datos requeridos y poder realizar una comparación con los cambios que se presentan en el lapso de dos años en

el SIN, con respecto a las reservas de rampa y de la demanda, por todo esto se procede a realizar los análisis correspondientes para obtener los resultados deseados.

Para la metodología confinada con los criterios de la reserva inercial, se requieren de del histórico del par de datos de fallas de desprendimientos intempestivos de generación y la fluctuación de la frecuencia originada por esta, es por ello que dados los motivos de limitación de la obtención de datos y de simulación de los resultado en software, se dejara el planteamiento de la metodología de la reserva inercial para un posible análisis a futuro, puesto que para los alcances de esta metodología es necesaria la obtención de estos datos así como un software modelador con un horizonte más amplio de análisis.

CAPITULO IV. RESULTADOS Y ANALISIS

4.1 Reservas de Rampa

Se realizó este análisis con la estadística de la generación renovable variable (GRV) y la demanda, gracias a esto se calculó la demanda neta, con lo cual utilizaron estos datos para crear un histograma que representa la frecuencia de las diferentes magnitudes que presentan las rampas tanto de subida como de bajada, se establece que el sistema debe poder seguir las variaciones que existan de la carga neta un mínimo del 90% del tiempo del año (intervalo de confianza); en otras palabras si existe un intervalo de tiempo determinado en dicho análisis estadístico, la cantidad de reserva para el horizonte debe ser tal que abarque al menos el 90% de los eventos de rampa que ocurren anualmente.

Para este análisis gráfico se debe intersectar la curva de frecuencia acumulada con una recta, la cual mantenga el porcentaje del 90% para garantizar la cobertura de la reserva, luego en el punto en donde esta recta intersekte la curva se guiara hasta su valor correspondiente en MW con los datos ya estipulados en el eje horizontal. Calculando así el valor aproximado de la reserva, sea de subida o bajada.

En la Figura 4.1 y Figura 4.2 se muestran los gráficos en donde se analizó y calculo el valor de las reservas de rampa y subida respectivamente, el valor mostrado es el que debe de poseer el sistema para afianzar las variaciones de 60 minutos de la demanda neta en un porcentaje igual o mayor que el 90% del tiempo total del año.

4.2 Cálculo de reserva de rampa de subida para demanda neta 2016

Se observa en la Figura 4.1 el porcentaje de frecuencia acumulada (curva naranja), para efectos del cálculo se decidió mantener un 90% como intervalo de confianza, lo cual está representado en el gráfico color verde, la recta verde que intercepta la curva de la frecuencia acumulada (curva naranja) es la que da el punto de partida para así encontrar el valor específico de la reserva de rampa, en este caso la rampa de subida, ahora bien se traza una línea recta desde el punto de intersección con la curva de la frecuencia acumulada hacia el eje horizontal primario (Magnitud MW), el valor de la reserva será entonces el valor donde esta recta intersecte al eje horizontal, que en este caso nos da como resultado un valor de 110 (MW) para la reserva de rampa de subida.

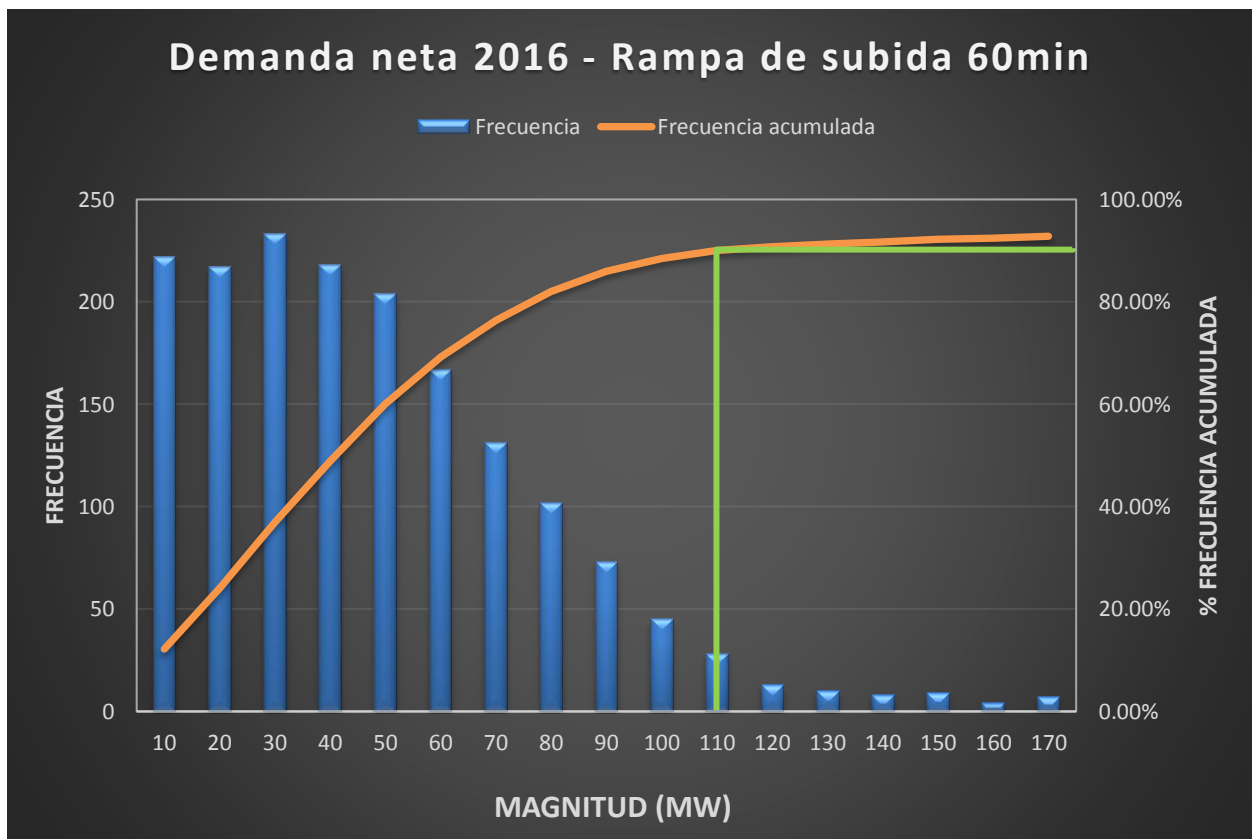


Figura 4.1: Gráfico para el cálculo de la reserva de rampa de subida del año 2016.

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016).

4.3 Cálculo de la reserva de rampa de bajada para demanda neta 2016

En el caso de la reserva de rampa de bajada se calcula de la misma forma que la rampa de subida, se traza la recta desde el eje secundario, tal como se observa en la Figura 4.2 en este caso a la derecha del gráfico, con los valores porcentuales de la frecuencia acumulada, y se ejecuta de nuevo el procedimiento anteriormente realizado. De esto nos resulta un valor de la rampa de bajada de 120 MW, con el intervalo de confianza del 90%, esto significa que se el sistema debe tener la capacidad de disminuir la generación en 120 MW en un tiempo de 60 minutos, y mantener el servicio disponible para que el 90% del tiempo del año se pueda cumplir con la exigencia de la reserva de bajada.

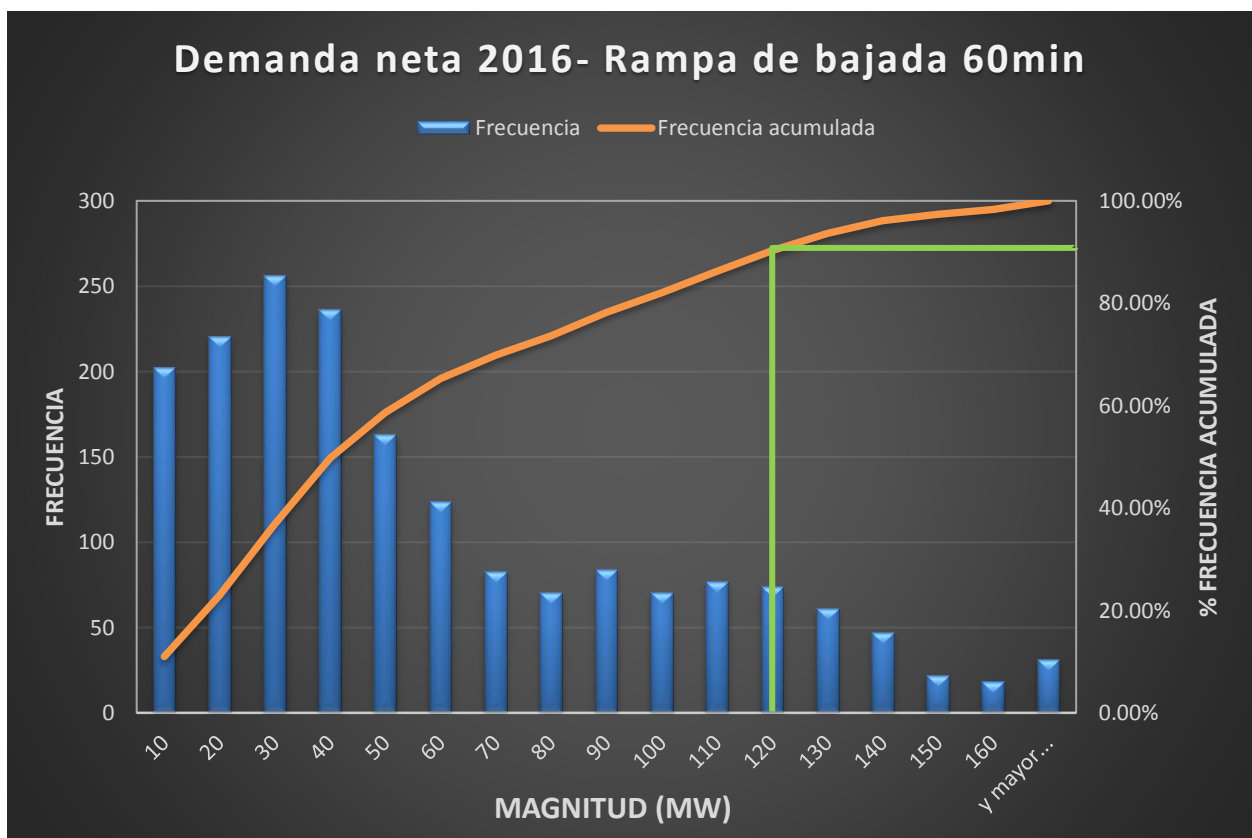


Figura 4.2: Gráfico para el cálculo de la reserva de rampa de bajada del año 2016.

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016).

4.4 Cálculo de reserva de rampa de subida para demanda neta 2018

En esta sección del trabajo se utilizaron los datos estadísticos del año 2018 para ejecutar el cálculo de la rampa de subida correspondiente para la demanda neta del año 2018, en el gráfico presentado en la Figura 4.3 se observa el punto en donde la línea verde interseca la curva de la frecuencia acumulada y esta baja hacia el eje horizontal (MAGNITUD MW), encontrando así el valor que corresponde a la reserva de rampa de subida para la demanda neta del año 2018, gracias al análisis gráfico se encuentra un valor de 140 MW para la reserva de rampa de subida, esto quiere decir que el sistema debe tener la capacidad de entregar 140 MW en el lapso de una hora, durante el 90% de todo el tiempo del año.

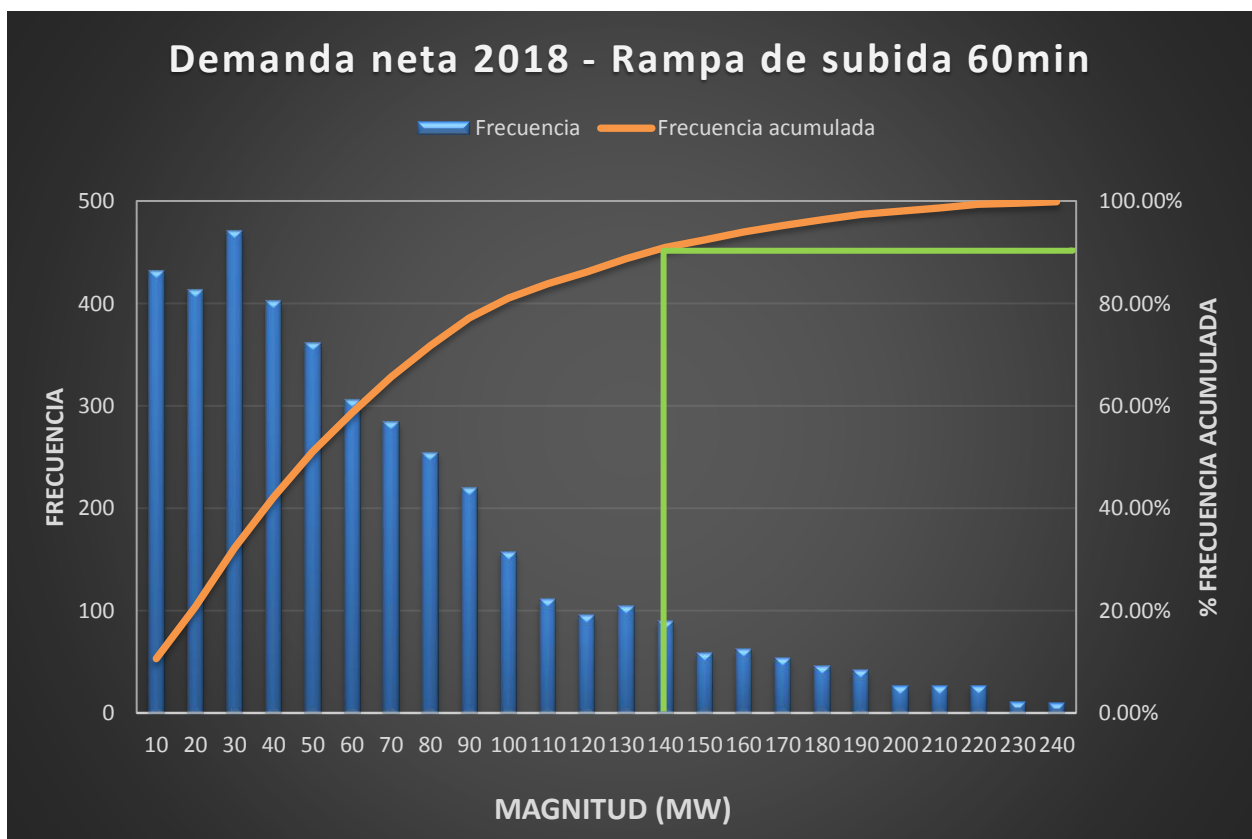


Figura 4.3: Gráfico para el cálculo de la reserva de rampa de subida del año 2018.

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

4.5 Cálculo de la reserva de rampa de bajada para demanda neta 2018

En el cálculo de la reserva de rampa de bajada se realizó el mismo procedimiento de los cálculos anteriores, en este caso al interceptar el gráfico de recta verde el eje horizontal (MAGNITUD MW), lo intercepta justo en medio de dos valores de frecuencia de la magnitud por lo cual se toma el valor intermedio, dado que los valores extremos son 110 MW y 120 MW como inferior y superior respectivamente, se procede a calcular el valor medio entre los dos, resultando el valor de 115 MW, el cual se tomara en cuenta para los debidos cálculos posteriores,

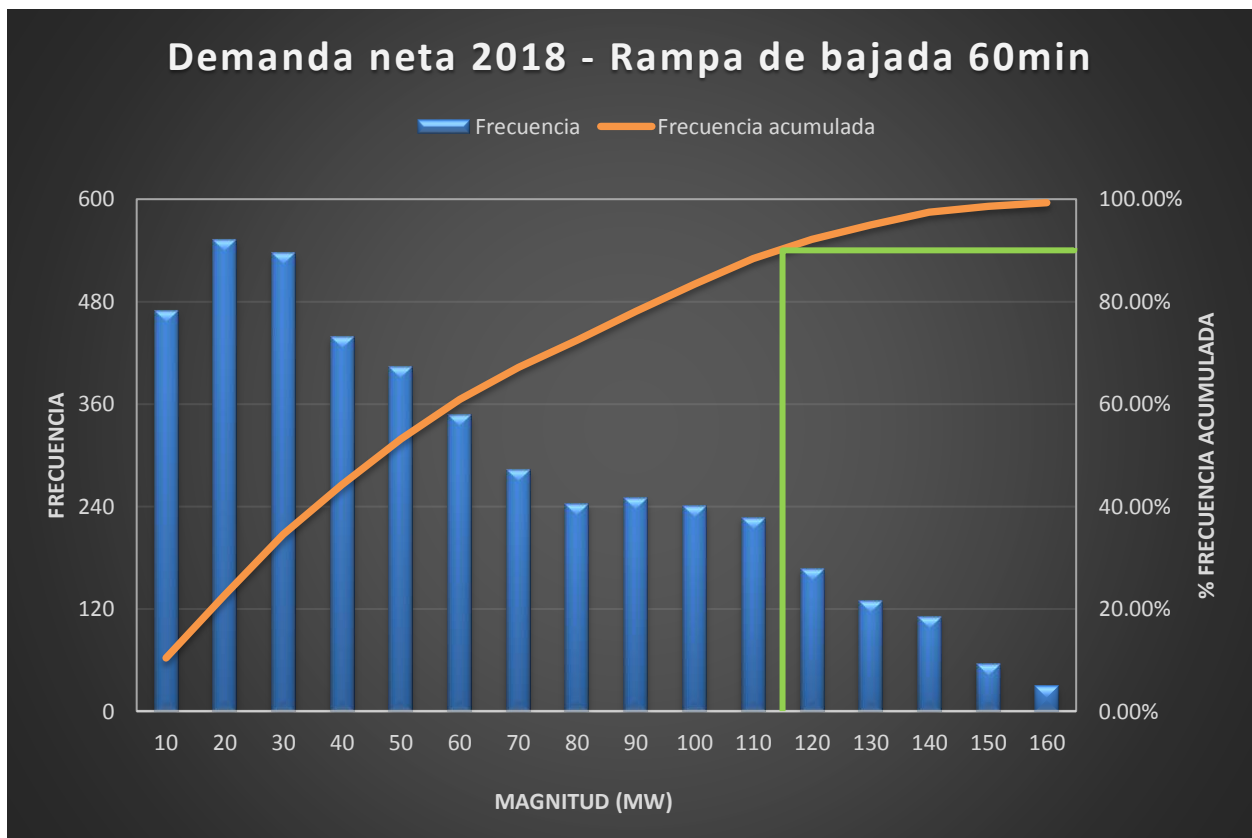


Figura 4.4: Gráfico para el cálculo de la reserva de rampa de bajada del año 2018.

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

4.5.1 Casos de rampa de subida presentados en presencia de la generación solar

Se presenta a continuación la generación solar del 01 de diciembre del 2018 (gráfico amarillo), con sus respectivas tasas de subida (magnitud) y la frecuencia en que estas ocurren, así como su comportamiento característico a lo largo del día, se puede observar que la presencia en horas del comienzo de la noche, (al atardecer), que hay una mayor densidad de los eventos de rampa de subida, pues está presente tanto por mantener los niveles de estabilidad del sistema (debido a la caída brusca en la generación solar), así como en el aumento en la demanda, siendo este el momento en el cual se produce la demanda pico (horas punta).

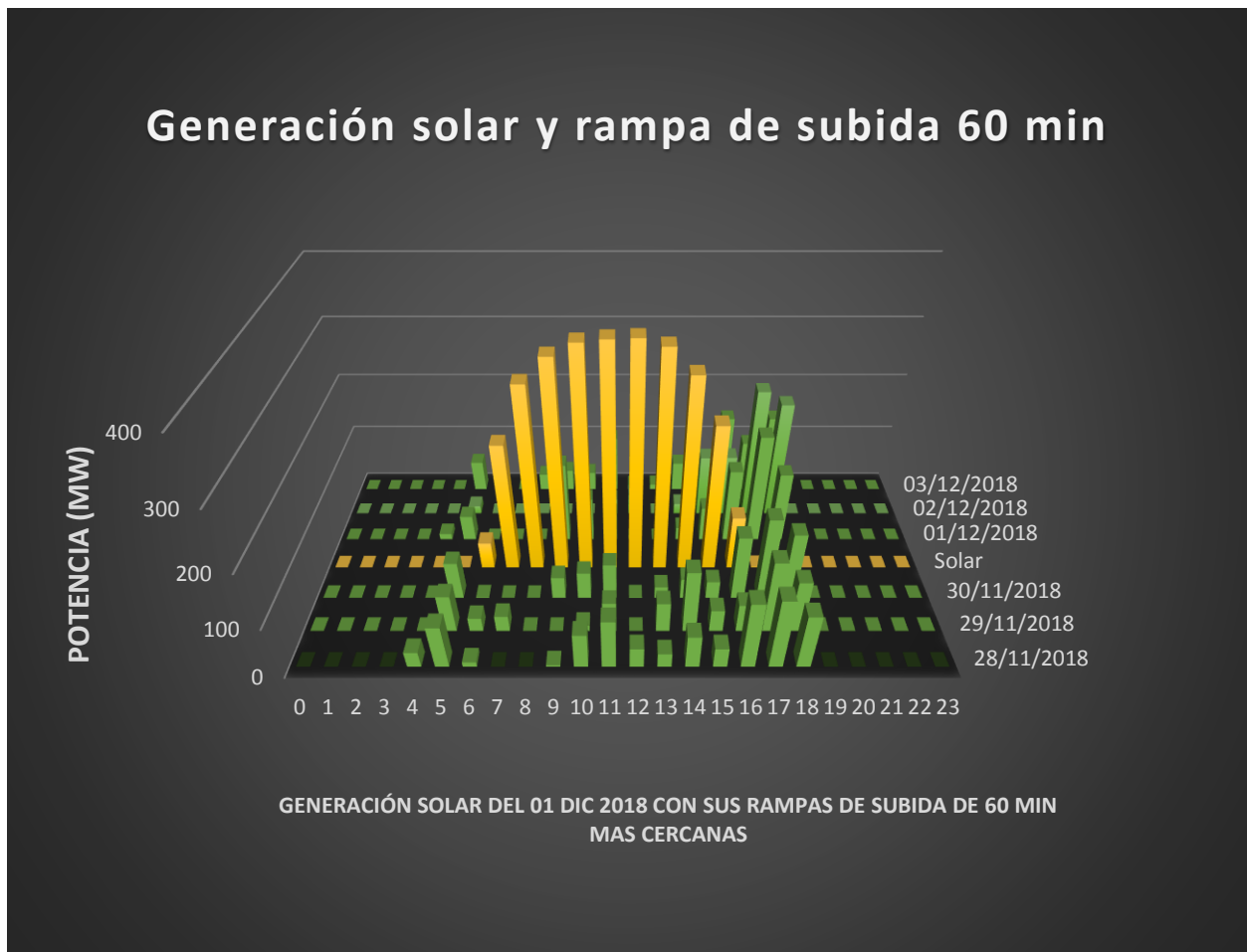


Figura 4.5: Gráfico de la generación solar del día 01 de diciembre del 2018, y las rampas de subida ocurridas en los días cercanos a este.

Fuente: Elaboración propia, con datos del (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

4.5.2 Casos de rampa de subida presentados en presencia de la generación solar

Se elabora el gráfico de la Figura 4.6 con el fin de representar los eventos de rampa de bajada en un día donde existe una excelente producción de energía solar, tal como se puede observar en el gráfico (barras amarillas), cada una de estas representan los valores horarios de potencia de las todo el parque de generación solar del SIN, en el cual se genera la característica curva de campana que se acostumbra a ver en la generación solar, ahora bien lo eventos de rampas de bajada se representan en varios días (barras verdes), las cuales detallan los momentos en los cuales las rampas de bajada se hacen presentes en el día.

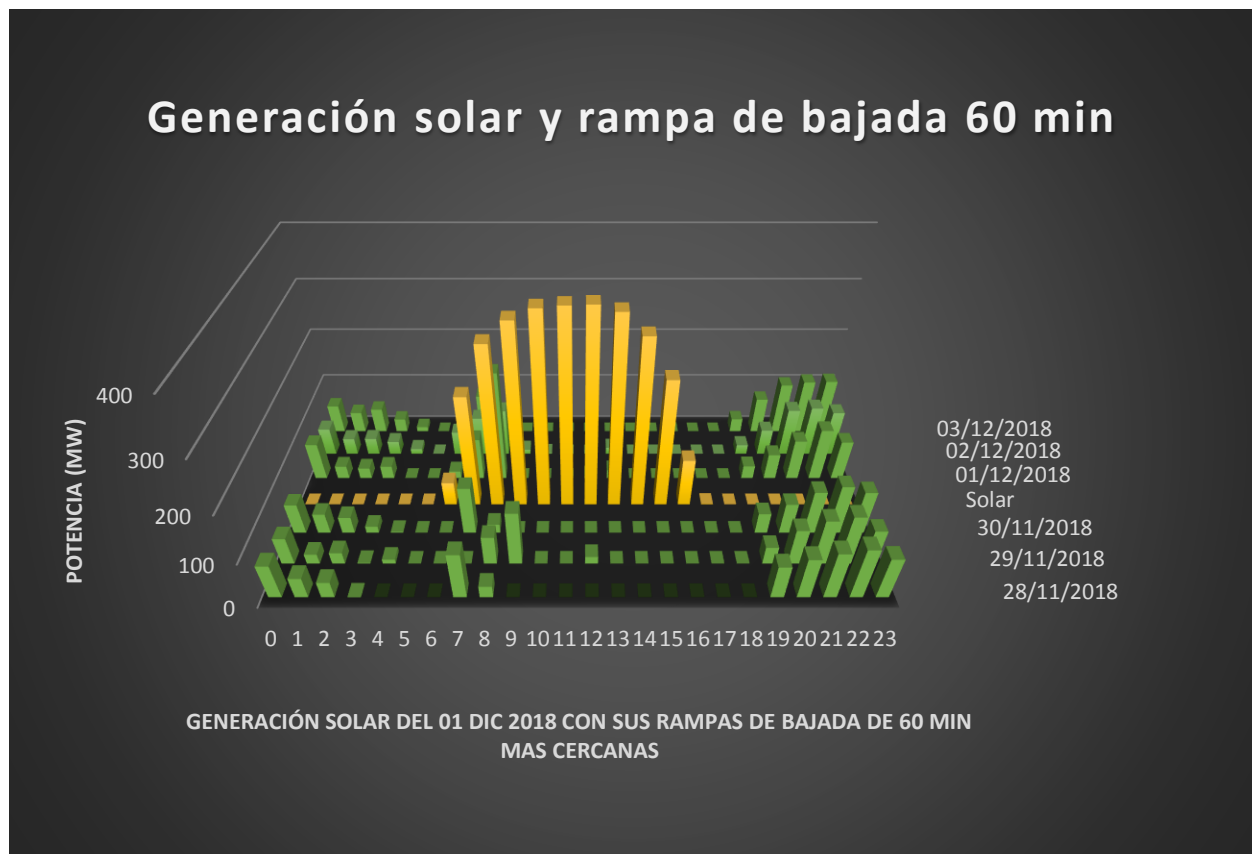


Figura 4.6: Gráfico de la generación solar del día 01 de diciembre del 2018, y las rampas de bajada ocurridas en los días cercanos a este.

Fuente: Elaboración propia, con datos del (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

4.6 Caso 1: Considerando reserva primaria (rodante)

En esta parte del documento se presenta la resolución dada por la simulación con respecto a los costos operacionales, despacho hidrotérmico, tomando en consideración la reserva rodante de 5%, de este porcentaje se le asigna un porcentaje del 2.5% de la demanda para la reserva primaria, determinada en la metodología dada por el documento del Banco Mundial (Banco Mundial, 2016), en la cual se le representa a El Cajón el mayor porcentaje de la reserva, en el caso del porcentaje de reserva asignada a Rio Lindo, dadas las circunstancias de las limitaciones del software se toma la decisión de asignarle dicho porcentaje a la represa El Cajón, calculando con los datos de la demanda del día 01 de diciembre del 2016 se le asigno dichos porcentajes a esta; en cambio a las plantas de generación convencional (térmicas) se le asignan al grupo total en el simulador los 10 MW fijos hora a hora, y el valor constante de 1.5 MW a la hidroeléctrica La Vegona. Con todos estos datos ingresados en el software NCP, se realiza la simulación para la minimización de costos optimizando el despacho del día 01 de diciembre del 2016. Todas las anteriores consideraciones se toman en cuenta para los estudios de otros días.

Se obtiene una curva de costos operacionales, se observa en la Figura 4.7 tal y como se espera los costos son mayores para las horas punta de la tarde, así también para el pico del mediodía se obtienen valores más bajos que los que normalmente se esperarían si no existiesen las GRV, en especial la generación de energía fotovoltaica que es la que aporta la mayor cantidad de energía en este lapso de tiempo.

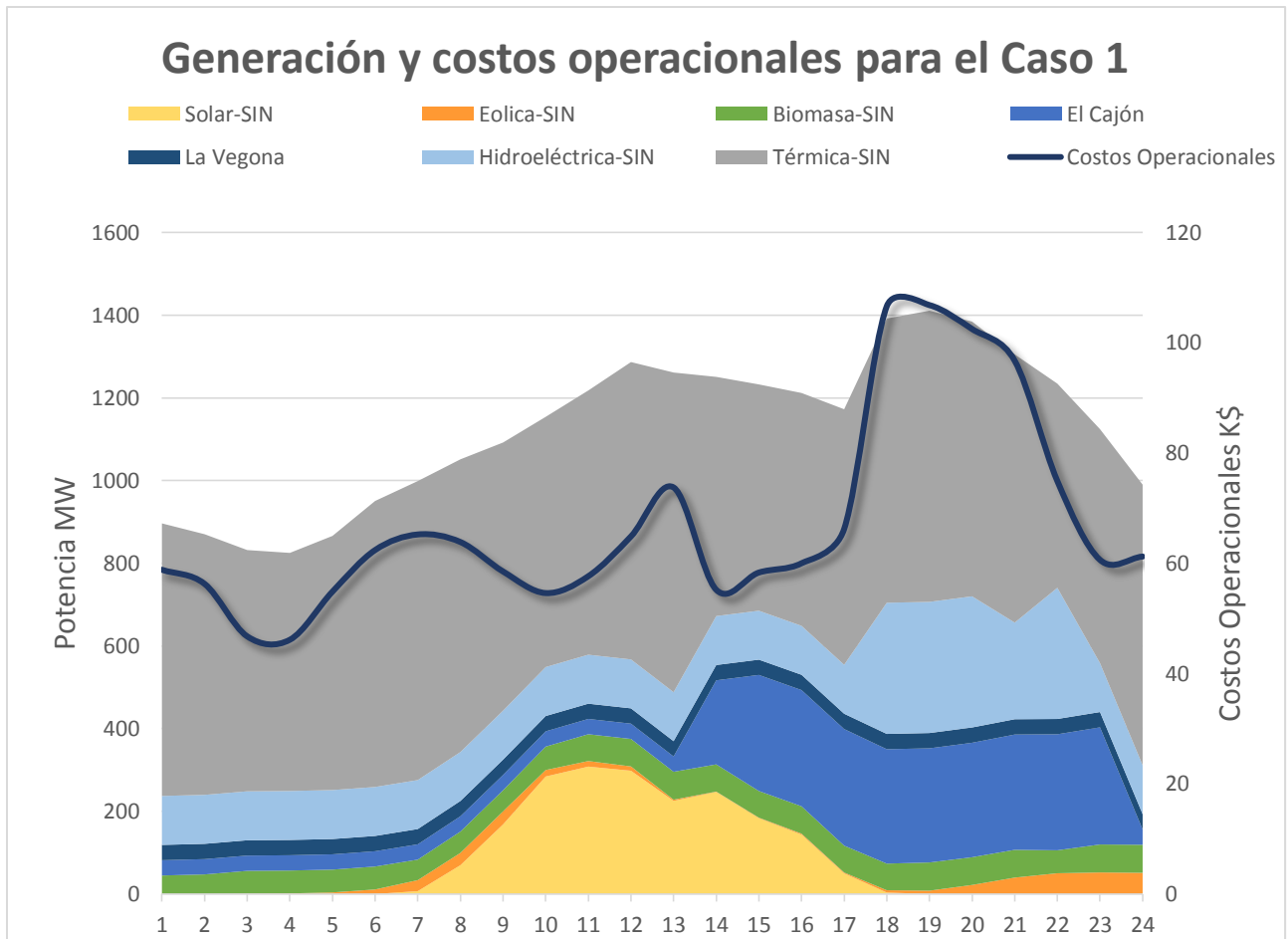


Figura 4.7: Gráfico de generación del despacho hidrotérmico óptimo simplificado sin reserva de rampa para el 01 de diciembre del 2016.

Fuente: Elaboración propia con NCP, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016).

En la Tabla 4.1 se detalla la distribución de producción de la energía generada por cada una de las tecnologías y secciones de la generación nacional especificadas para el estudio en el NCP, se muestra también el porcentaje de la generación renovable variable (GRV), con un aporte del 8.77% en contraste con las demás tecnologías, así también se observa que el mayor aporte lo realiza la tecnología de la generación térmica con más de la mitad de la energía

generada, como es de esperarse, le sigue a esta la generación hidráulica dando un porcentaje del 29.17%, tomando en cuenta que la mayor cantidad de reserva primaria se le otorga a la generación hidráulica, esta podría aportar más energía si se equilibraran más las reservas con la generación térmica.

Tabla 4.1: Generación de energía por tecnologías del día 01 de diciembre del 2016 con reserva primaria (rodante).

Tecnología	Generación de energía del día (GWh)	Porcentaje de participación (%)
Solar	1,988.32	7.36%
Eólica	381.99	1.41%
Biomasa	1,440.46	5.33%
Hidráulica	7,879.48	29.17%
Térmica	15,324.98	56.73%

Fuente: Elaboración propia con NCP, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016).

Tabla 4.2: Generación de energía por tecnologías del día 01 de diciembre del 2016 de las 15:00 horas a las 18:00 (horas pico) sin reserva de rampa.

Tecnología	Generación de energía del día (GWh)	Porcentaje de participación (%)
Solar	197.16	3.80%
Eólica	17.92	0.35%
Biomasa	263.76	5.08%
Hidráulica	2,135.63	41.17%
Térmica	2,573.35	49.60%

Fuente: Elaboración propia con NCP, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016).

4.7 Caso 2: Considerando reserva de rampa de 60 minutos

4.7.1 Calculo de generación y costos para el día 01 de diciembre del 2016

En este sector del trabajo se procede a colocar la restricción de rampa que fue calculada anteriormente, la cual nos resultó un valor de 110 MW, este valor se mantuvo constante hora a

hora en la simulación, otorgándole una parte de la reserva a las plantas térmicas y otra a la planta hidroeléctrica El Cajón por su naturaleza de embalse, a cada una de estas se les asigno un valor de 55 MW de reserva respectivamente, en dicho caso esto afecto directamente en los costos operacionales puesto que la generación térmica a pesar de reducir la producción de energía en horas del mediodía, esto debido al aumento de energía inyectada por las plantas hidroeléctricas el cual se observa en la Figura 4.8, obtuvo un aumento considerable en las horas pico de la tarde, y debido a que el precio marginal en estas horas es más alto, es por esto que afecto directamente a que se produzca un aumento en los costos operacionales.

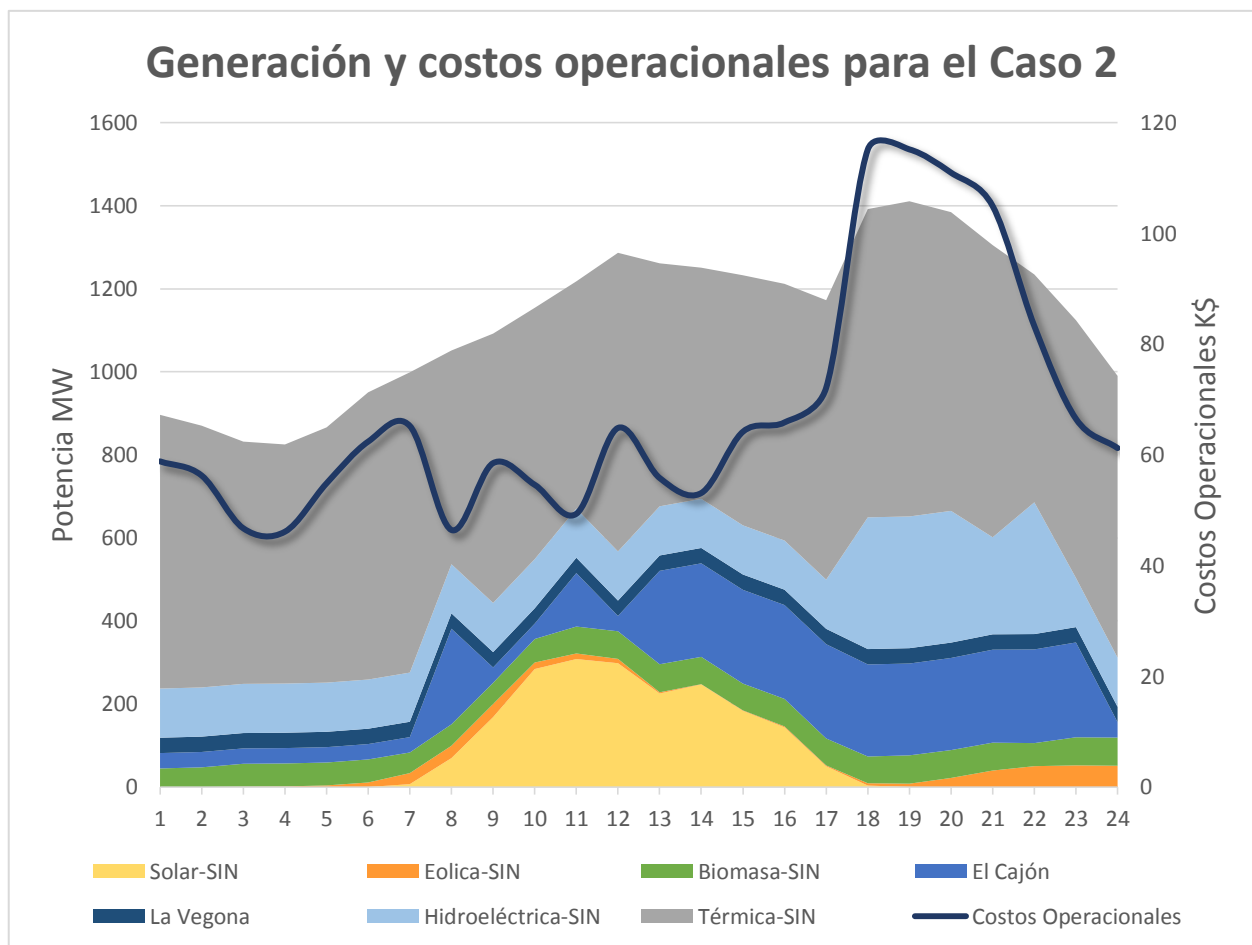


Figura 4.8: Gráfico de generación del despacho hidrotérmico óptimo simplificado con reserva de rampa de 110MW/60 minutos, para el 01 de diciembre del 2016.

Fuente: Elaboración propia con NCP, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016).

Tabla 4.3: Generación de energía por tecnologías del día 01 de diciembre del 2016 de las 15:00 horas a las 18:00 (horas pico) con reserva de rampa.

Tecnología	Generación de energía del día (GWh)	Porcentaje de participación (%)
Solar	197.16	3.80%
Eólica	17.92	0.35%
Biomasa	263.76	5.08%
Hidráulica	1,915.63	36.93%
Térmica	2,793.35	53.84%

Fuente: Elaboración propia con NCP, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016).

Tal como se esperaba en los datos de generación de la Tabla 4.1 se obtienen los mismos resultados con los datos de generación del caso 2 (con reserva de rampa), debido a que los datos de la generación solar, eólica y de biomasa son constantes e iguales en los dos predespachos hora a hora, pero los datos de la generación hidroeléctrica cambian la configuración en ambos predespachos pero mantienen la misma generación. Meta esto conlleva a generar la misma cantidad de energía en ambos escenarios, la única variabilidad entonces ocurre en la generación térmica, y es por lo cual hemos decidido evaluar el periodo de las horas desde las 15:00 horas hasta las 18:00, así comprobar la diferencia en el predespacho térmico.

En el dato de la Tabla 4.3 de la generación térmica en el porcentaje de participación se compara con el mismo dato que en la Tabla 4.2 y se detalla el aumento en el porcentaje de un 49.60 % a un 53.84%, este aumento en el porcentaje de participación se produce al realizar la simulación con la restricción de la reserva de rampa. Se concluye que es debido al aumento en la generación térmica en este periodo de tiempo, dado que los costos operacionales son elevados en este rango de tiempo, por los costos marginales, a esto agregarle el hecho que en el modelo solo se considera una sola planta térmica por limitaciones del software, pero se comprende el hecho de que existen varias configuraciones con variantes de precios y rangos de generación.

Tabla 4.4: Resultados de los costos operativos totales del día 01 diciembre del 2016 sin reserva de rampa.

Hora	Generación Térmica-SIN (MWh)	Costos Operacionales Totales (K\$)
01/12/2016 00:00	659.30	58.829
01/12/2016 01:00	630.61	56.269
01/12/2016 02:00	583.63	46.737
01/12/2016 03:00	575.95	46.122
01/12/2016 04:00	614.82	54.860
01/12/2016 05:00	691.91	62.403
01/12/2016 06:00	723.32	65.236
01/12/2016 07:00	708.05	63.859
01/12/2016 08:00	648.75	58.511
01/12/2016 09:00	605.36	54.597
01/12/2016 10:00	639.21	57.650
01/12/2016 11:00	719.28	64.872
01/12/2016 12:00	773.36	73.763
01/12/2016 13:00	578.62	55.189
01/12/2016 14:00	547.43	58.318
01/12/2016 15:00	563.30	60.008
01/12/2016 16:00	618.17	66.225
01/12/2016 17:00	687.61	106.640
01/12/2016 18:00	704.27	106.840
01/12/2016 19:00	664.56	102.510
01/12/2016 20:00	648.82	96.745
01/12/2016 21:00	493.91	74.931
01/12/2016 22:00	565.90	60.625
01/12/2016 23:00	678.84	61.225
Total	15,324.98	K\$ 1,612.96

Fuente: Elaboración propia con NCP, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016).

Tabla 4.5: Resultados de los costos operativos totales del día 01 diciembre del 2016 con reserva de subida de 110 MW/60 min.

Hora	Generación Térmica-SIN (MWh)	Costos Operacionales Totales (K\$)
01/12/2016 00:00	659.30	58.829
01/12/2016 01:00	630.61	56.269
01/12/2016 02:00	583.63	46.737
01/12/2016 03:00	575.95	46.122
01/12/2016 04:00	614.82	54.860
01/12/2016 05:00	691.91	62.403
01/12/2016 06:00	723.32	65.236
01/12/2016 07:00	514.83	46.433
01/12/2016 08:00	648.75	58.511
01/12/2016 09:00	605.36	54.597
01/12/2016 10:00	547.29	49.360
01/12/2016 11:00	719.28	64.872
01/12/2016 12:00	585.35	55.831
01/12/2016 13:00	556.77	53.105
01/12/2016 14:00	602.43	64.177
01/12/2016 15:00	618.30	65.868
01/12/2016 16:00	673.17	72.117
01/12/2016 17:00	742.61	115.170
01/12/2016 18:00	759.27	115.190
01/12/2016 19:00	719.56	110.990
01/12/2016 20:00	703.82	104.950
01/12/2016 21:00	548.91	83.275
01/12/2016 22:00	620.90	66.517
01/12/2016 23:00	678.84	61.225
Total	15,324.98	K\$ 1,632.64

Fuente: Elaboración propia con NCP, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016).

4.7.2 Comparación de costos operativos entre sistema con reserva y sistema sin reserva del día 01 de diciembre del 2016

Los resultados obtenidos después de la simulación del sistema sin reserva para el día 01 de diciembre del 2016, generaron un costo operacional total correspondiente a 1,612.96 K\$, que son US\$ 1,612,960 tal como se puede ver en la Tabla 4.4, costo que va ligado ínfimamente a la operación de la generación térmica, resultado de nuestro sistema hidrotérmico optimo simplificado. Es de esperarse que estos costos varíen durante el día en intervalos de hora a hora, puesto que dependen directamente de la generación térmica que es variable a lo largo del día, y también está en función de los costos marginales de corto plazo, tomando en cuenta cada uno de estos conceptos se comprende la variabilidad de los costos operativos totales, dado que depende también de la variabilidad de las plantas de generación renovable variable (GRV), el sistema optimiza con respecto a la generación hidroeléctrica existente y la generación térmica disponible; ahora bien tomando en cuenta que a la generación térmica se le impone una restricción así como también a una de las plantas hidroeléctricas de embalse (en este caso El Cajón), el sistema coordina el despacho de la generación de una manera óptima, pero aun con esto no se puede evitar el aumento en los costos de operación, pues al mantener un límite en la generación y agregarle a este una restricción de la potencia de generación, en los momentos en donde la demanda alcance sus valores críticos (horas punta), además de que los costos marginales en este periodo de tiempo son más elevados, el sistema también obliga a requerir una mayor generación de energía térmica, tal como la comparación realizada anteriormente con los datos de la Tabla 4.2 y Tabla 4.3, en donde se comprueba el aumento de la participación de la generación térmica en las horas punta de la demanda, claro está que también se percibe la disminución de la generación de plantas hidroeléctricas, esto es debido a la función de optimizar

el sistema y distribuir la disponibilidad de energía que tienen las plantas hidroeléctricas para minimizar los costos, igualmente manteniendo en esta energía hidroeléctrica un porcentaje de la reserva de rampa de subida, por lo cual cambia el panorama por completo que si no existiese esta restricción. Aunque por momentos se observa entre las gráficas de la Figura 4.7 y Figura 4.8 que los costos operacionales son menores en el caso sin reserva, (esto sucede en horas de la mañana y luego del mediodía), se debe a la generación hidroeléctrica presente a estas horas, la diferencia no es mucha con respecto a la que hay entre los costos y también entre estos aspectos y la falta de generación hidroeléctrica en horas punta en el sistema con reserva.

Comparando el costo operacional del sistema con rampa de subida para el 01 de diciembre del 2016 con un valor de costo operacional de 1,632.64 K\$, lo cual es equivalente a US\$ 1,632,640 con el costo operacional del sistema sin la restricción de rampa de subida, de US\$ 1,612,960 existe entre estos escenarios una diferencia de US\$ 19,680 un costo considerable tomando en cuenta la optimización y simplificación del sistema. Considerando cada uno de los puntos que se debe tomar en cuenta sin estimaciones la diferencia entre los costos aumentaría aún más. En la Tabla 4.6 presentada a continuación se puede evaluar las diferencias de los costos operacionales entre los dos sistemas.

Tabla 4.6: Costos operacionales de los sistemas simulados con datos del 01 de diciembre del 2016.

Escenario de simulación	Costos Operacionales Totales (\$)
Sistema sin reserva de rampa	\$ 1,612,960
Sistema con reserva de rampa	\$ 1,632,640
Diferencia de costos	\$ 19,680

Fuente: Elaboración propia con NCP, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016).

Al considerar los puntos que marginan los costos, como ya se mencionó anteriormente son la generación térmica y los costos marginales de los combustibles de estos, en la Figura 4.7 se aprecian el comportamiento del costo marginal de corto plazo (CMCP), los cuales tienen un comportamiento típicamente constante durante todo el día, pero entre las 15:00 y las 21:00 sufren un aumento considerable. Disminuyendo de nuevo luego de este lapso de tiempo para seguir el ciclo del siguiente día. Cabe destacar que para la obtención de estos costos se realizó un artilugio, elaborando un algoritmo de optimización con el Visual Basic Studio en el Desarrollador de Excel, tomando en cuenta cada uno de los datos históricos de generación presentados en el 01 de diciembre del 2016, y manteniendo la restricción de cumplir con la demanda, los costos fueron obtenidos de datos propios de la ENEE (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016), se realizó como el programa NCP un despacho hidrotérmico, únicamente que la optimización solo toma en cuenta el precio de los costos variables de las plantas térmicas que forman parte del SIN en el año 2016, esto se busca como una alternativa para simular el sistema con una mejor exactitud, debido a las limitaciones del software con la simulación de las plantas térmicas. Obteniendo resultados congruentes con el despacho que se aumentan los valores de los costos en horas punta, aunque los costos para las horas punta del medio día se han disminuido gracias a la presencia de las plantas de generación solar fotovoltaica en el SIN, simulando un sistema anterior a este (en el que no se incluya la energía solar), o incluso en los días donde la generación solar este muy baja (ocurre en días nublados), la demanda tomara la subida correspondiente al pico del medio día y es entonces en donde los costos operativos aumentarían directamente por el aumento en los costos marginales debido a este escenario presentado.

Es gracias a este cálculo de costos que se da una flexibilidad en los costos operacionales y así comprobar la diferencia que existe entre los costos que muestra el sistema que no tiene presente la reserva de rampa de subida, con la simulación del sistema que la tiene presente la reserva, obteniendo así en conjunto con la optimización del despacho hidrotérmico las curvas de los costos operacionales obtenidas por ejemplo en la Figura 4.7 y la Figura 4.8, para el debido análisis correspondiente en donde se encuentran los cambios realizados por el software para optimizar (minimizar costos) en el despacho de energía hidrotérmico.

4.7.3 Demanda neta del 01 de diciembre del 2016.

La demanda neta tal como se explicó desde el comienzo del trabajo es la diferencia que existe entre la demanda del sistema y la generación renovable variable, en la Figura 4.9 se aprecian las gráficas de todas las curvas mencionadas anteriormente la curva de color azul representa la demanda del sistema, también están representadas la generación solar y eólica dado que son parte de la generación renovable variable (GRV) del SIN, dando como resultado la curva amarilla que se visualiza un rango debajo de la curva de demanda, durante algunos intervalos del día (donde existe presencia de generación renovable variable), el intervalo más prolongado en aspectos del dominio de tiempo y del rango de la potencia es causado debido a la producción de energía solar (curva naranja), la generación eólica hace su mayor aporte en la curva de demanda neta durante el intervalo de tiempo de la noche y horas de la madrugada.

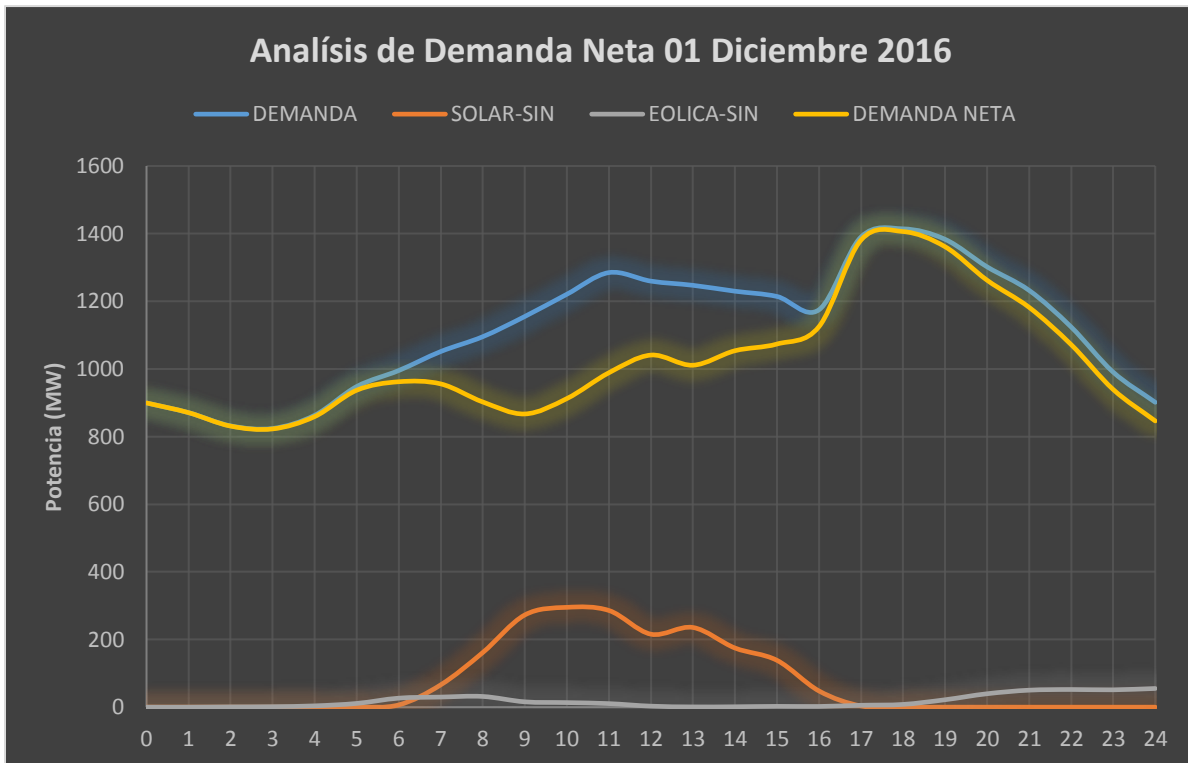


Figura 4.9: Gráfico de la demanda neta para el 01 de diciembre del 2016.

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2016).

4.7.4 Cálculo de generación y costos para el día 05 de diciembre del 2018

Se ejecutó la simulación en el NCP con los datos para el día 05 de diciembre del 2018, se generó el sistema sin la reserva de rampa y también con reserva de rampa de subida, en el caso de la rampa de bajada, al simularla nos resultaron los mismos valores que tomando en cuenta el sistema sin ninguna rampa, razón por la cual no se toma en cuenta para esta sección del estudio, el que tengan tanta similitud en los resultados es debido a los datos establecidos de energía renovable variable, al mismo modo también la energía renovable constante, en este sistema se agrega la inserción de la energía geotérmica con 35 MW instalados en la planta Geo-plantanares, inserción que se efectuó durante el lapso de tiempo entre el año 2016-2018, cabe destacar también que el parque solar aumento considerablemente entre este intervalo de

tiempo, dicho aumento fue de 100 MW razón que llega a los 510.8 MW instalados en el parque solar para diciembre del 2018 (ENEE, Boletín Estadístico, 2018).

En el parque generador eólico el aumento fue de 50 MW, teniendo para diciembre del 2018 una capacidad instalada de 225 MW, con las plantas de biomasa se mantiene con el mismo valor de potencia instalada, incluso la hidroeléctrica privada aumento también su capacidad instalada de 209.7 MW a 273.1 MW, para el año de 2016 y 2018 respectivamente, con un aumento de 63.4 MW, obteniendo el SIN una cantidad de potencia hidráulica instalada de 705.8 MW. Por otro lado la tecnología de generación térmica se ha mantenido constante, únicamente un cambio en la incorporación de energía proveniente plantas de carbón de Guatemala. Pero la capacidad térmica instalada se mantiene en 980 MW, es decir con esto podemos comprender el cambio que se ha implementado en la matriz energética llegando a 62.4 % de energías renovables y 37.6% de energía térmica, así se tiene los fundamentos de las diferencias que se obtienen entre los resultados presentados en los distintos años.

En este apartado se muestra en la Figura 4.10, el sistema generado por el software NCP para el día 05 de diciembre del 2018, (sistema sin reserva de rampa de subida), se puede observar en la gráfica la implementación del aumento en las tecnologías de energía renovable, tanto variable como constantes, con respecto a los costos se detalla que mantiene el mismo comportamiento que en el año 2016, con la diferencia en que los valores de estos han disminuido, esto se debe al crecimiento que ha existido de las energías renovables, teniendo como resultado la disminución del requerimiento de producción de energía de tecnología térmica. Reduciendo los costos en el despacho hidrotérmico en general, en el gráfico de la Figura 4.10 en la zona de generación térmica (gráfico color gris) se puede distinguir la disminución del área del gráfico con respecto al área que abarca la generación térmica del

sistema interconectado nacional del día 01 de diciembre del 2016 (Figura 4.7). El comportamiento de los altos costos de las horas punta se debe a los costos marginales, y tomando en cuenta que se mantienen restricciones de la generación meta para las plantas hidroeléctricas la atenuación de la generación térmica resulta más complicada en este lapso de tiempo en el día, pero el despacho simulado nos ayudó a comprobar el comportamiento de los costos y realizar su respectiva comparación.

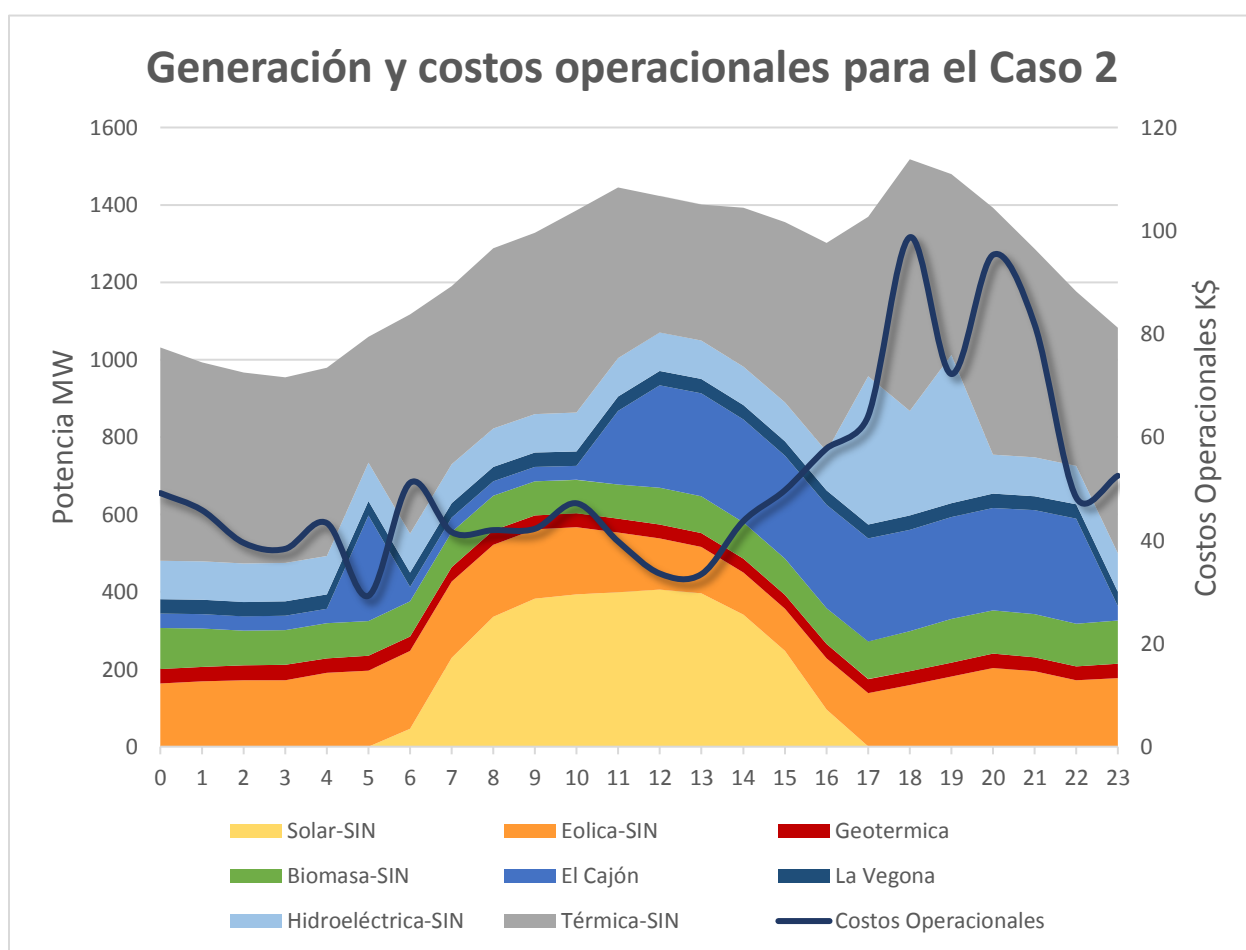


Figura 4.10: Gráfico de generación del despacho hidrotérmico optimo simplificado sin reserva de rampa de 60 minutos, para el 05 de diciembre del 2018.

Fuente: Elaboración propia con NCP, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

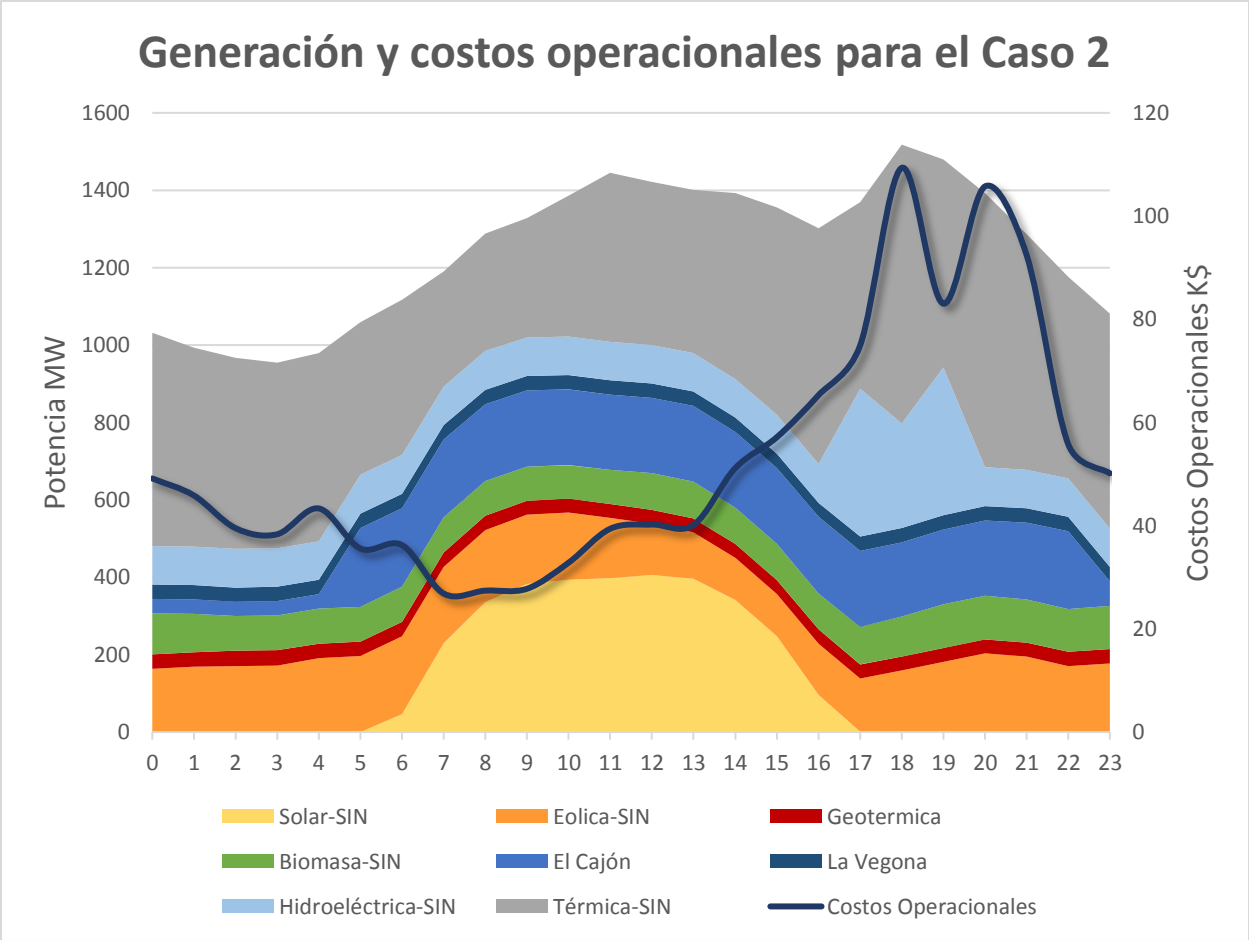


Figura 4.11: Gráfico de generación del despacho hidrotérmico óptimo simplificado con reserva de rampa de subida de 140MW/60 min, para el 05 de diciembre del 2018.

Fuente: Elaboración propia con NCP, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

En el siguiente apartado se muestran la Tabla 4.7 y Tabla 4.8 con los costos operacionales hora a hora tanto de la simulación del sistema con reserva de rampa, así como el sistema sin la reserva, a su vez se muestra la generación térmica producida en el SIN, mediante la simulación.

Tabla 4.7: Resultados de los costos operativos totales del día 05 diciembre del 2018 sin reserva de rampa.

Hora	Generación Térmica-SIN (MWh)	Costos Operacionales Totales (K\$)
05/12/2018 00:00	550.85	49.152
05/12/2018 01:00	513.82	45.848
05/12/2018 02:00	493.38	39.510
05/12/2018 03:00	478.7	38.334
05/12/2018 04:00	485.62	43.332
05/12/2018 05:00	324.21	29.240
05/12/2018 06:00	567.07	51.144
05/12/2018 07:00	461.13	41.589
05/12/2018 08:00	465.33	41.968
05/12/2018 09:00	468.31	42.237
05/12/2018 10:00	523.01	47.170
05/12/2018 11:00	440.71	39.748
05/12/2018 12:00	351.63	33.538
05/12/2018 13:00	350.66	33.446
05/12/2018 14:00	409.98	43.675
05/12/2018 15:00	466.27	49.672
05/12/2018 16:00	539.27	57.772
05/12/2018 17:00	412.83	64.026
05/12/2018 18:00	650.71	98.719
05/12/2018 19:00	468.24	72.226
05/12/2018 20:00	639.13	95.301
05/12/2018 21:00	539.42	81.835
05/12/2018 22:00	450.83	48.297
05/12/2018 23:00	582.14	52.503
Total	11,633.25	K\$ 1,240.28

Fuente: Elaboración propia con NCP, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

Tabla 4.8: Resultados de los costos operativos totales del día 05 diciembre del 2018 con reserva de subida de 140 MW/60 min.

Hora	Generación Térmica-SIN (MWh)	Costos Operacionales Totales (K\$)
05/12/2018 00:00	550.85	49.152
05/12/2018 01:00	513.82	45.848
05/12/2018 02:00	493.38	39.510
05/12/2018 03:00	478.70	38.334
05/12/2018 04:00	485.62	43.332
05/12/2018 05:00	394.21	35.554
05/12/2018 06:00	401.58	36.219
05/12/2018 07:00	297.48	26.830
05/12/2018 08:00	303.91	27.410
05/12/2018 09:00	307.91	27.770
05/12/2018 10:00	363.98	32.827
05/12/2018 11:00	436.88	39.402
05/12/2018 12:00	421.63	40.215
05/12/2018 13:00	420.66	40.123
05/12/2018 14:00	479.98	51.132
05/12/2018 15:00	536.27	57.129
05/12/2018 16:00	609.27	65.271
05/12/2018 17:00	482.83	74.882
05/12/2018 18:00	720.71	109.340
05/12/2018 19:00	538.24	83.024
05/12/2018 20:00	709.13	105.740
05/12/2018 21:00	609.42	92.455
05/12/2018 22:00	520.83	55.797
05/12/2018 23:00	555.96	50.142
Total	11,633.25	K\$ 1,267.44

Fuente: Elaboración propia con NCP, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

4.7.5 Comparación de costos operativos entre sistema con reserva y sistema sin reserva del día 05 de diciembre del 2018

Al analizar los resultados provisionados por la simulación del sistema con reserva y los resultados presentados del sistema sin la reserva de rampa se observa que se mantiene el comportamiento del día 01 de diciembre del año 2016, en la diferencia entre los costos operativos, el cual se rige que al aplicar la restricción de reserva de rampa de subida aumentan los costos con un margen de US\$ 27,160 dólares, un margen incluso mayor que el del año 2016 ver Tabla 4.6, esto se debe como se mencionó anteriormente al aumento de la generación renovable, tanto variable como también el aporte de la generación de biomasa y la energía geotérmica, siendo estas últimas tecnologías de potencia firme. Siendo también un gran aporte en la disminución de costos.

Tabla 4.9: Costos operacionales de los sistemas simulados con datos del 05 de diciembre del 2018.

Escenario de simulación	Costos Operacionales Totales (\$)
Sistema sin reserva de rampa	\$ 1,240,280
Sistema con reserva de rampa	\$ 1,267,440
Diferencia de costos	\$ 27,160

Fuente: Elaboración propia con NCP, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

4.7.6 Demanda neta del 05 de diciembre del 2018.

En el cálculo realizado para la demanda neta del 05 de diciembre del 2018 se obtuvieron resultados convencionales con respecto a la caracterización de la demanda neta, es gracias al

aporte que genero la generación de energía de tecnología renovable variable, tal como se observa en la gráfica de la generación solar (curva naranja), no existe fluctuación en la generación durante este día, debido a la excelente radiación y la ausencia de nubosidad en la región en donde están ubicadas las plantas fotovoltaicas en el país, esto influye directamente a que la curva de demanda neta (curva amarilla) se atenué aún más hacia abajo durante las horas de sol. De igual manera se nota el comportamiento de la generación eólica (curva gris), la cual se mantuvo relativamente constante durante todo el día, con una ligera atenuación por algunas horas de la tarde pero manteniendo siempre un valor considerable, es por esto que la curva de la demanda neta no se intercepta en ningún punto con la curva de la demanda del SIN.

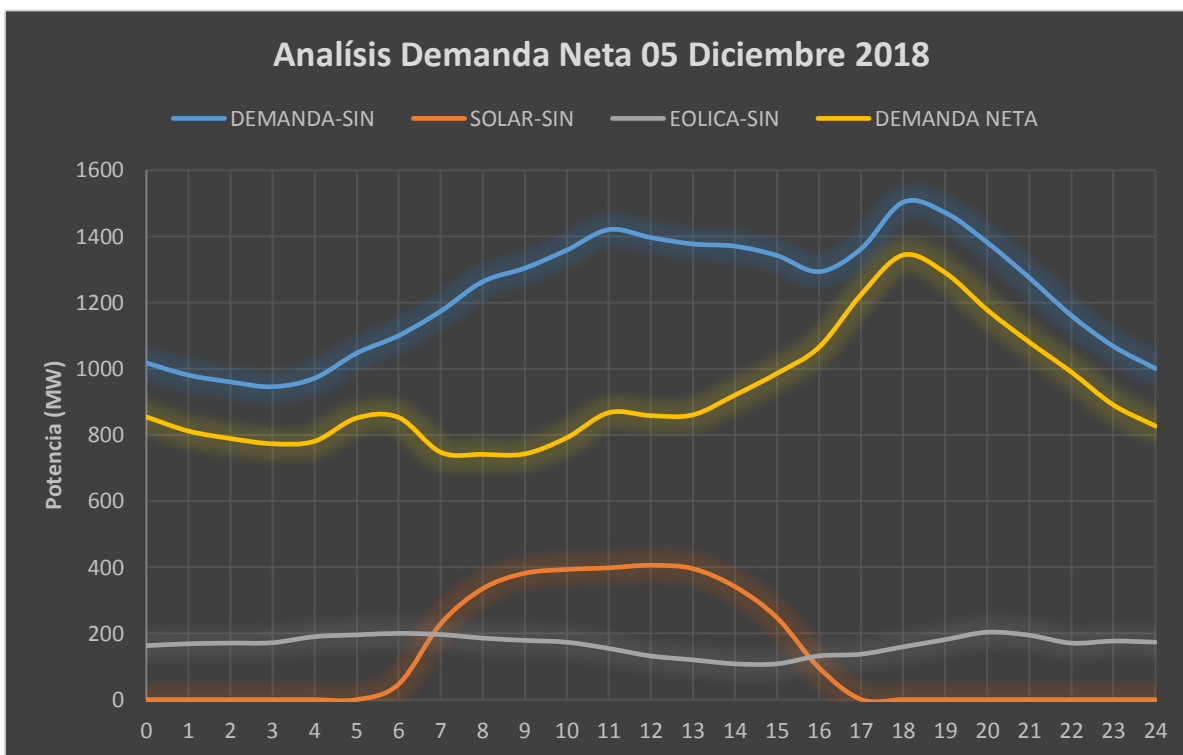


Figura 4.12: Gráfico de la demanda neta para el 05 de diciembre del 2018.

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Tomando en cuenta lo expuesto en el CAPITULO III. METODOLOGÍA, en el trabajo se realizó el alcance descrito obteniendo resultados que se mostraron en el CAPITULO IV. RESULTADOS Y ANALISIS y considerando también los objetivos propuestos desde el inicio del documento en el CAPITULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN, se concluye lo siguiente:

1. El aumento en la potencia instalada de la generación variable renovable influye directamente en el sistema, aumentando los valores de rampa de subida de la demanda neta del sistema, tal como se comprobó con los resultados obtenidos en los apartados 4.2 y 4.4 que describen el cálculo de la reserva de rampa de subida para el año 2016 y 2018 respectivamente. Esto debido a las rampas ocasionadas en horas del atardecer en donde la demanda aumenta considerablemente y la generación solar tiene un comportamiento de bajada con una pendiente pronunciada.
2. Se elaboró el despacho hidrotérmico simplificado para el estudio del comportamiento de este con la ayuda de la implementación del software NCP, tomando en cuenta la generación solar fotovoltaica y la generación eólica y las demás restricciones dadas por los mismos datos de las bases de datos y por los cálculos y análisis realizados para encontrar los valores de las reservas de rampa. Obteniendo una simulación del sistema eficiente y un correcto modelado de los parámetros de entrada y salida.
3. Dados los resultados de la simulación con el software NCP, se comprobó que al realizar la implementación de una reserva de rampa de subida, los costos

operacionales aumentan con respecto al sistema que no posee la restricción de la reserva. En el apartado 4.7.2 se realizó una comparación de los costos entre el sistema con reserva de rampa de subida y sin ella, el resultado fue una diferencia de **US\$ 19,680 dólares**. Este margen es el que se podría considerar como un estimado tomando en cuenta lo simplificado de la modelación del sistema. La misma comparación de costos se repite en la simulación del escenario del día 05 de diciembre del 2018, con una diferencia en los costos de **US\$ 27,160 dólares**. Se realiza una comparación entre el sistema del año 2016 con una reserva de rampa de subida de 110 MW y el escenario del 2018 con una reserva de rampa de subida de 140 MW, obteniendo un crecimiento de 30 MW de reserva en dos años, este cambio en el resultado de reserva conlleva a un aumento en la diferencia de costos operacionales del año 2018 de **US\$ 7,480 dólares**. Con respecto a la diferencia de costos que se presentó en el año 2016 y 2018, se comprueba que el aumento de los costos operativos del sistema es directamente proporcional al aumento de la reserva de rampa.

5.2 Recomendaciones

1. Se recomienda que en la planificación del sistema de generación de Honduras deba considerarse que el agregar nuevas instalaciones o aumentar la implementación de energías renovables variables (ERV), conlleva al aumento en los costos debido a las necesidades de reserva que se requieren para mantener un sistema óptimo y eficiente, debiéndose incluir en la planificación del país un proceso de formulación de los costos antes de ejercer un nuevo régimen de cambios en la matriz energética,

el estado debe considerar este tipo de estudio en su política energética para determinar el porcentaje óptimo de energías renovables variables.

2. Se debería evaluar la opción de estudiar implementación de la metodología de reserva inercial para proveer al Sistema Interconectado Nacional un sistema más rígido con respecto a las variaciones de frecuencia, aportando aún más a las metodologías que actualmente se utilizan en el SIN, agregando incluir un estudio más exhaustivo con un despacho menos reducido con todas las variantes que se necesitan para el correcto estudio del Sistema Interconectado Nacional.

BIBLIOGRAFÍA

- Banco Mundial. (Agosto de 2016). Análisis Técnico y Económico de Máxima Penetración de Energía Eólica y Solar en la Red Eléctrica de Honduras.
- Carrasco, F. A. (2014). Determinación de Reservas en Presencia de Tecnologías de Generación Variable.
- CND/ENEE. (2016). Bases de Datos.
- CND/ENEE. (2018). Bases de Datos.
- CREE. (2019). Criterios de Calidad Seguridad del Sistema Eléctrico Interconectado de Honduras.
- Ela, E., Kirby, B., Lannoye, E., Milligan, M., Flynn, D., Zavadil, B., & O'Malley, M. (2010). Evolution of Operating Reserve Determination in Wind Power Integration Studies. Power and Energy Society General Meeting, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2010, pp. 1-8.
- ENEE. (Diciembre de 2011). Boletín Estadístico.
- ENEE. (Diciembre de 2016). Boletín Estadístico.
- ENEE. (Diciembre de 2016). Boletín Estadístico 2016.
- ENEE. (2018).
- ENEE. (2018). Base de Datos ENEE.
- ENEE. (Noviembre de 2018). Boletín Estadístico.

- Energía, F. d. (2012). Análisis ERNC del año 2011 y Factibilidad técnica de incorporar ERNC en los sistemas eléctricos nacionales. Santiago de Chile.
- F. G. Milani Torres, S. d. (2011). «Integración de un enlace HVDC al control de frecuencia del SIC,» Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico de la Universidad de Chile,. Santiago de Chile.
- Flóres, L. (2017). Cálculo de la Reserva Rodante en el Despacho Programado.
- Flores, W. (2016). El Sector Energía de Honduras: Aspectos Necesarios para su Comprensión y Estudio.
- Flynn, D., & Meegahapola, L. (s.f.). Impact on Transient and Frequency Stability for a Power System at very high Wind Penetration. Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2010, pp. 1-8. .
- GALLEGO R, R. y. (1999). Análisis de Sistemas de Potencia. *Universidad Tecnológica de Pereira*. Pereira.
- grupoorion.unex.es*. (2019). Obtenido de <http://grupoorion.unex.es:8001/rid=1LDD295FR-23978Q1-282G/Presentacion%20fotovoltaica.pdf>
- Holttine, H., Milligan, M., Ela, E., Menemenlis, N., Dobschinski, J., Rawn, B., . . . Detlefsen, N. (2013). Methodologies to Determine Operating Reserves Due to Increased Wind Power. Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2013, pp. 1-10.
- ISO, C. (s.f.). Base de Datos California.
- Kamath, C. (2010). Understanding Wind Ramp Events Through Analysis of Historical Data. Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES, IEEE CONFERENCE.

- Kundur, P. (1993). Power System Stability and Control. McGraw-Hill,.
- Li, M., & McCalley, J. (s.f.). Influence of Renewable Integration on Frequency Dynamics. Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2012, pp. 17. .
- Marcovia Solar, P. F. (2016). Bases de datos.
- Marcovia Solar, P. F. (2018). Bases de datos.
- Mesoamérica, P. E. (2016). Bases de datos.
- Mesoamérica, P. E. (2018). Bases de datos.
- Milligan, M., Donohoo, P., Lew, D., Ela, E., Kirby, B., Holttinen, H., . . . Kamwa, I. (2010). Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison. Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition, IET CONFERENCE PUBLICATIONS, 2010, pp. 1-4.
- paneles-fotovoltaicos.blogspot.* (2019). Obtenido de <http://paneles-fotovoltaicos.blogspot.com/>
- PERPIÑÁN LAMIGUEIRO, O. (2013). *Energía solar fotovoltaica*. creative commons.
- PSR. (2018). Manual de Usuario NCP.
- PSR. (Junio de 2018). Modelo NCP - Manual de metodología Versión 5.21.
- PSR. (Marzo de 2019). NCP - Manual del usuario . <http://www.psr-inc.com/software-es/?current=p4036>. Obtenido de <https://www.psr-inc.com/software-es/>
- R. Faranda, S. L. (2008). MPPT techniques for PV systems: Energetic and cost comparison,» de Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. *IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS*, 1-6.

Reglamento LGIE_ROM . (18 de Noviembre de 2015). La gaceta.

Sevlian, R., & Rajagopal, R. (2013). Detection and Statistics of Wind Power Ramps. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 28 , Issue: 4 , Nov. 2013).

W. Brokering Christie, R. P. (2008). Los Sistemas Eléctricos de Potencia. Prentice Hall.

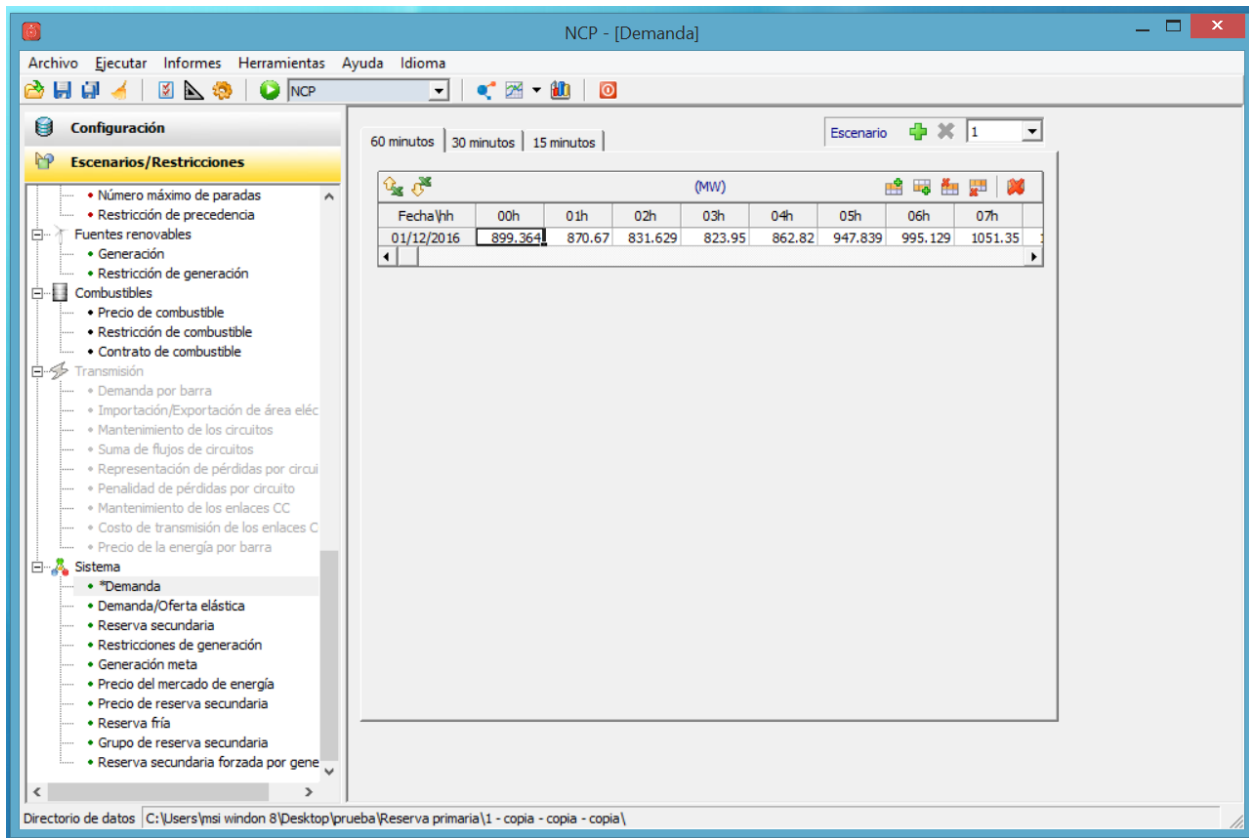
www.ujaen.es. (2019). Obtenido de

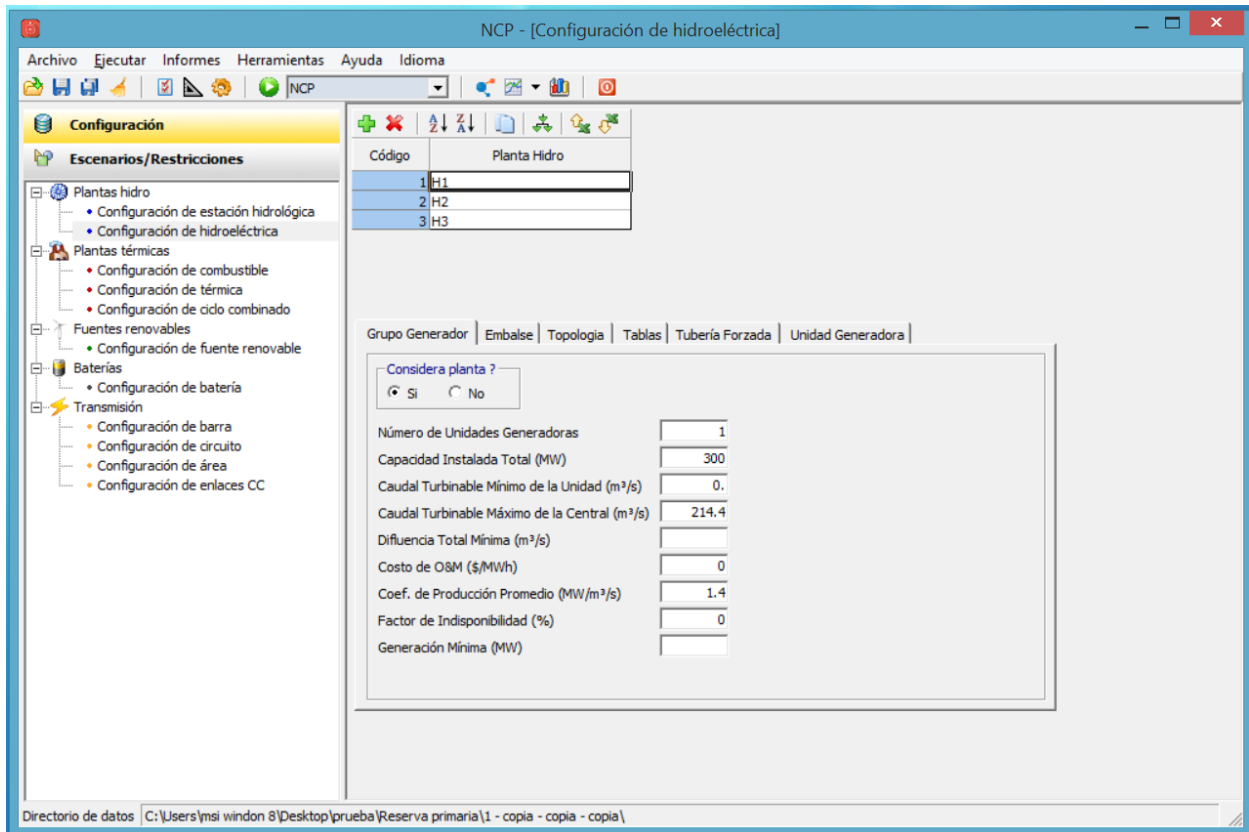
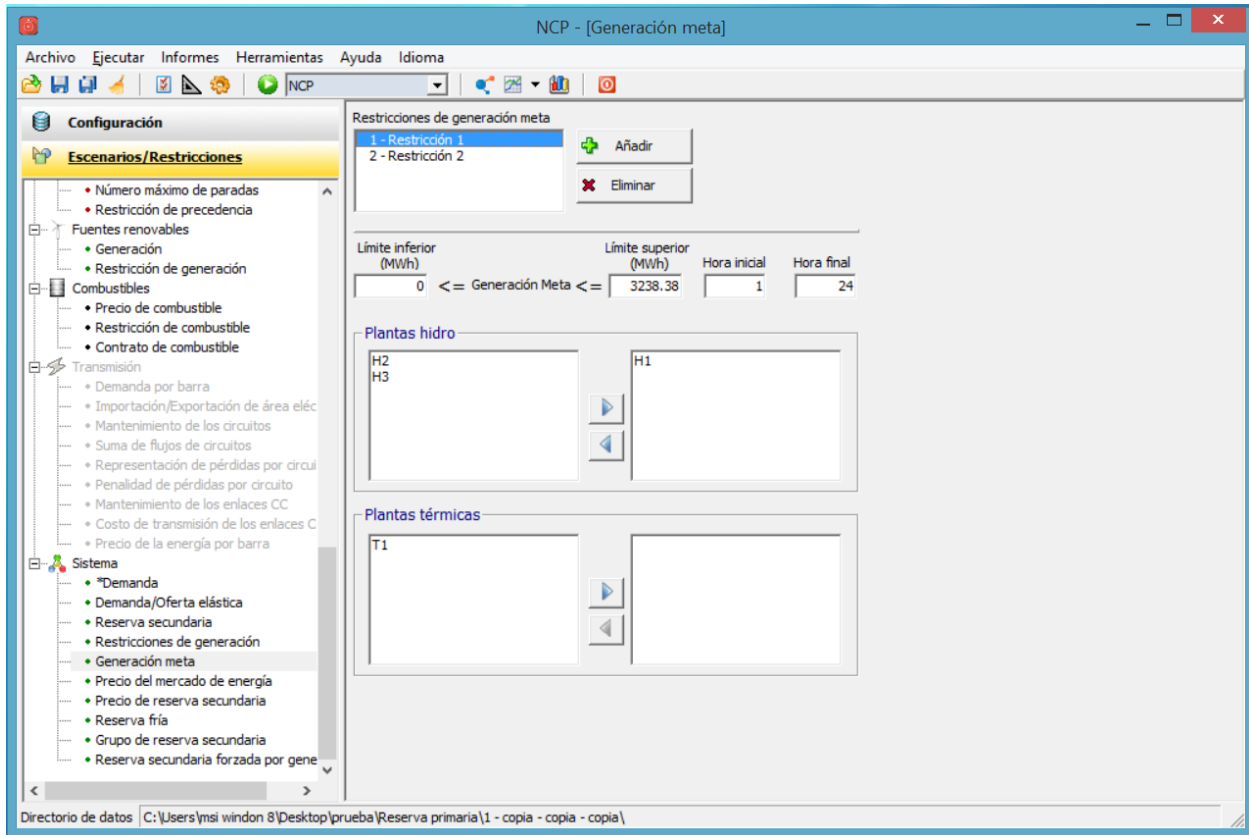
http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/08_lecciones/02_leccion/www/Modulo_fotovoltaico.htm

ANEXOS

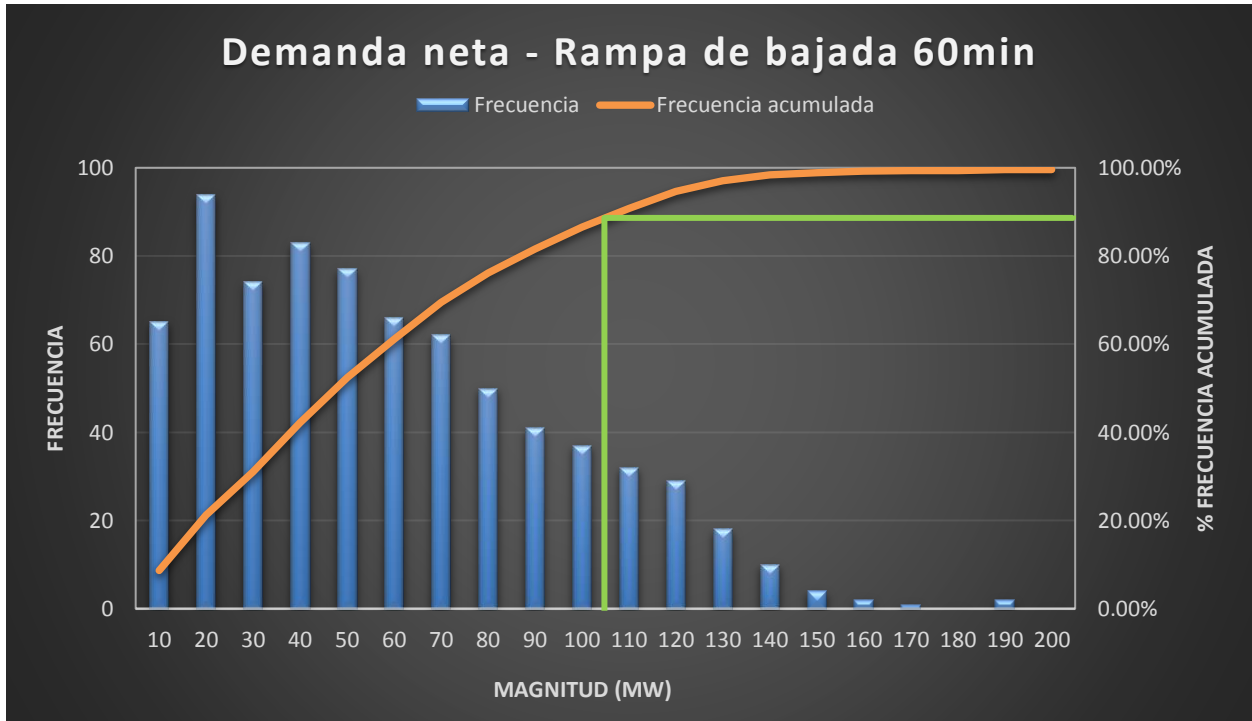
7.1 Programa NCP para la modelación de los sistemas estudiados

Se presenta la interfaz del programa NCP en donde se simulo el sistema del despacho hidrotérmico optimo simplificado, en la primer imagen se observa el comando para ingresar los datos de entrada para la demanda, en la segunda el interfaz para establecer las restricciones de generación meta, es este caso se muestra la restricción impuesta a la planta hidroeléctrica El Cajón y también en la tercer imagen se muestra la información general de esta misma planta.



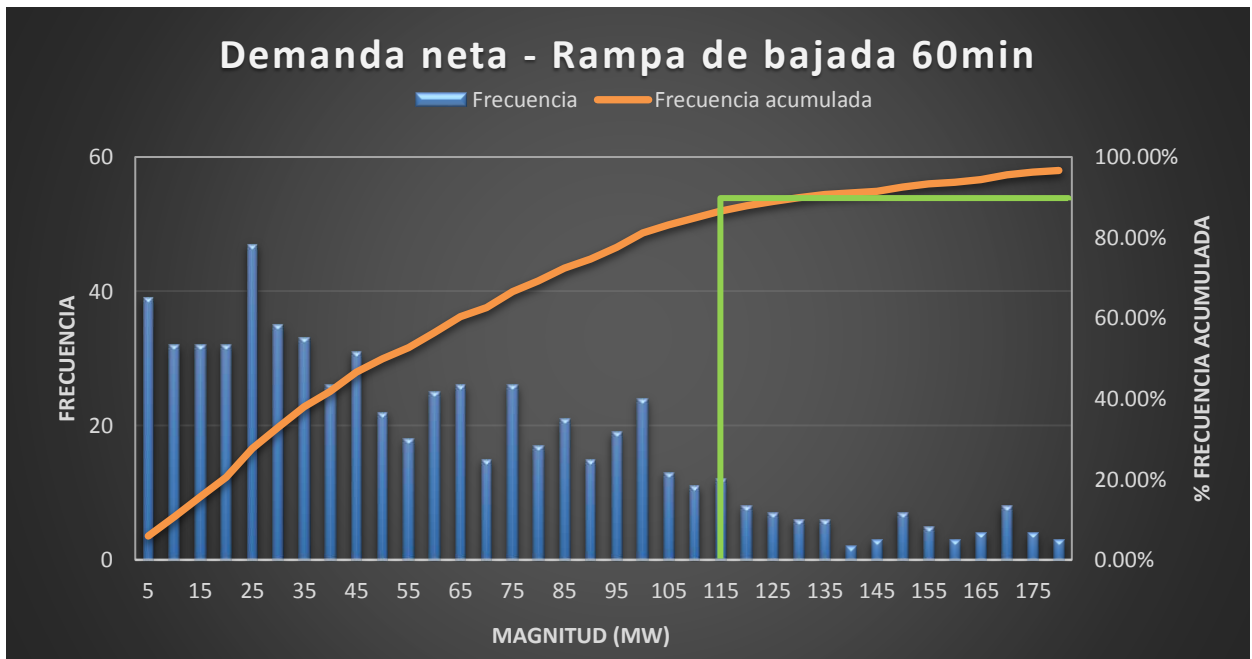


7.2 Rampa de bajada temporada lluviosa (Septiembre-Octubre 2018)



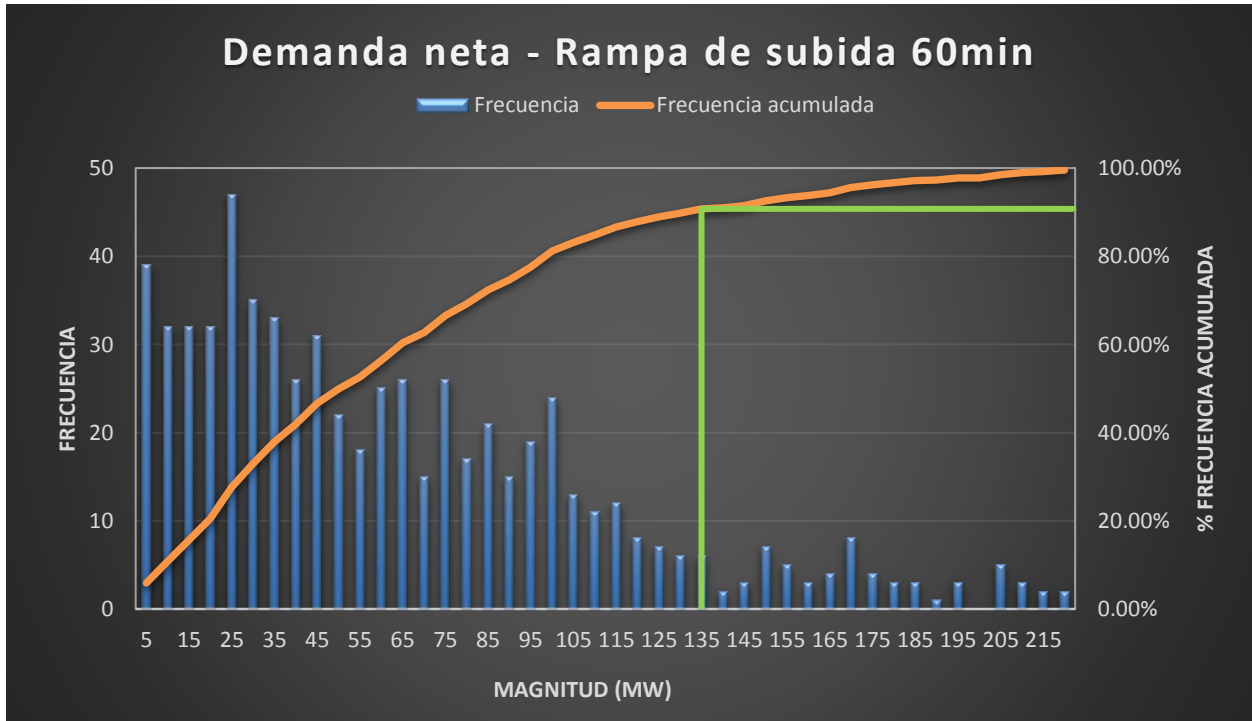
Fuente: Elaboración propia, con datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

7.3 Rampa de bajada temporada seca (Marzo-Abril 2018)



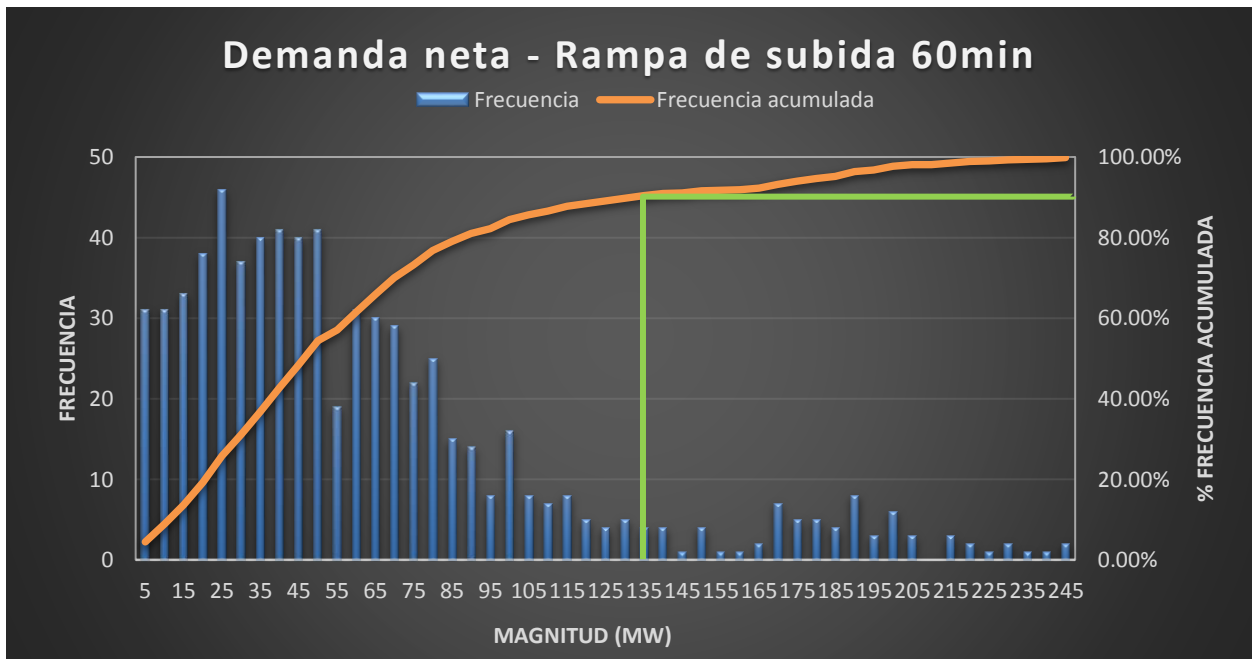
Fuente: Elaboración propia, con datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

7.4 Rampa de subida temporada lluviosa (Septiembre-October 2018)



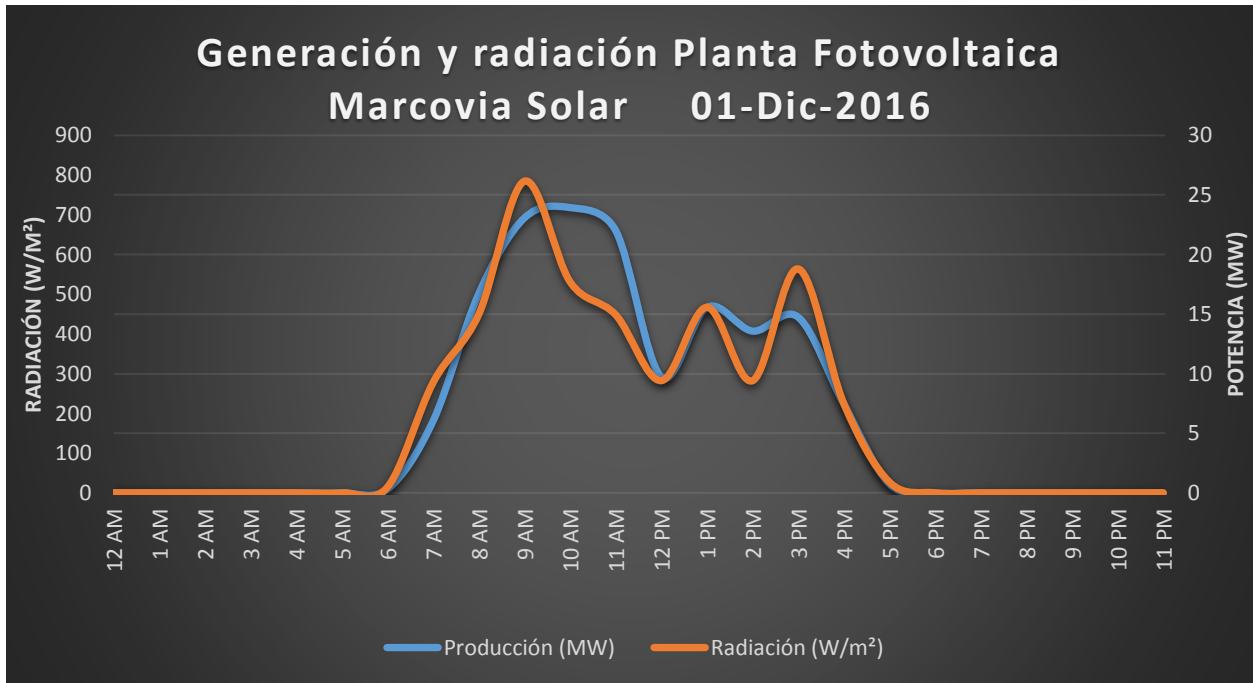
Fuente: Elaboración propia, con datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

7.5 Rampa de subida temporada seca (Marzo-Abril 2018)

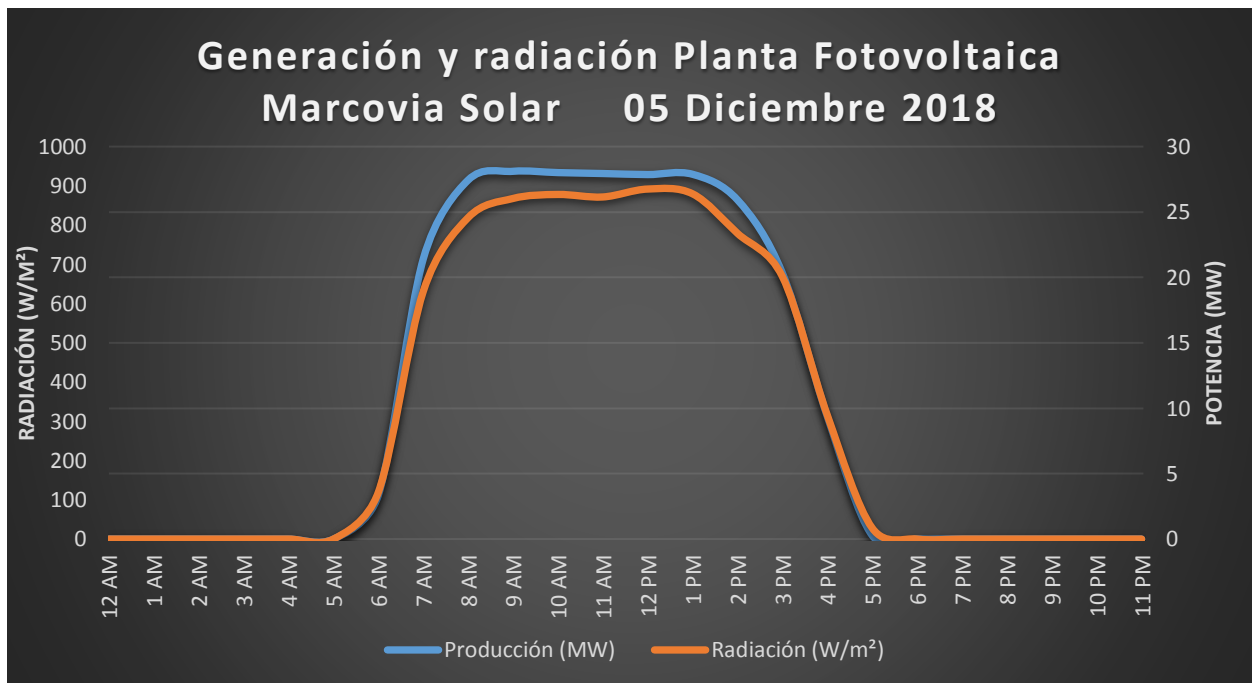


Fuente: Elaboración propia, con datos de (CND/ENEE, Bases de Datos, 2018).

7.6 Gráficos de generación y radiación solar de los días estudiados

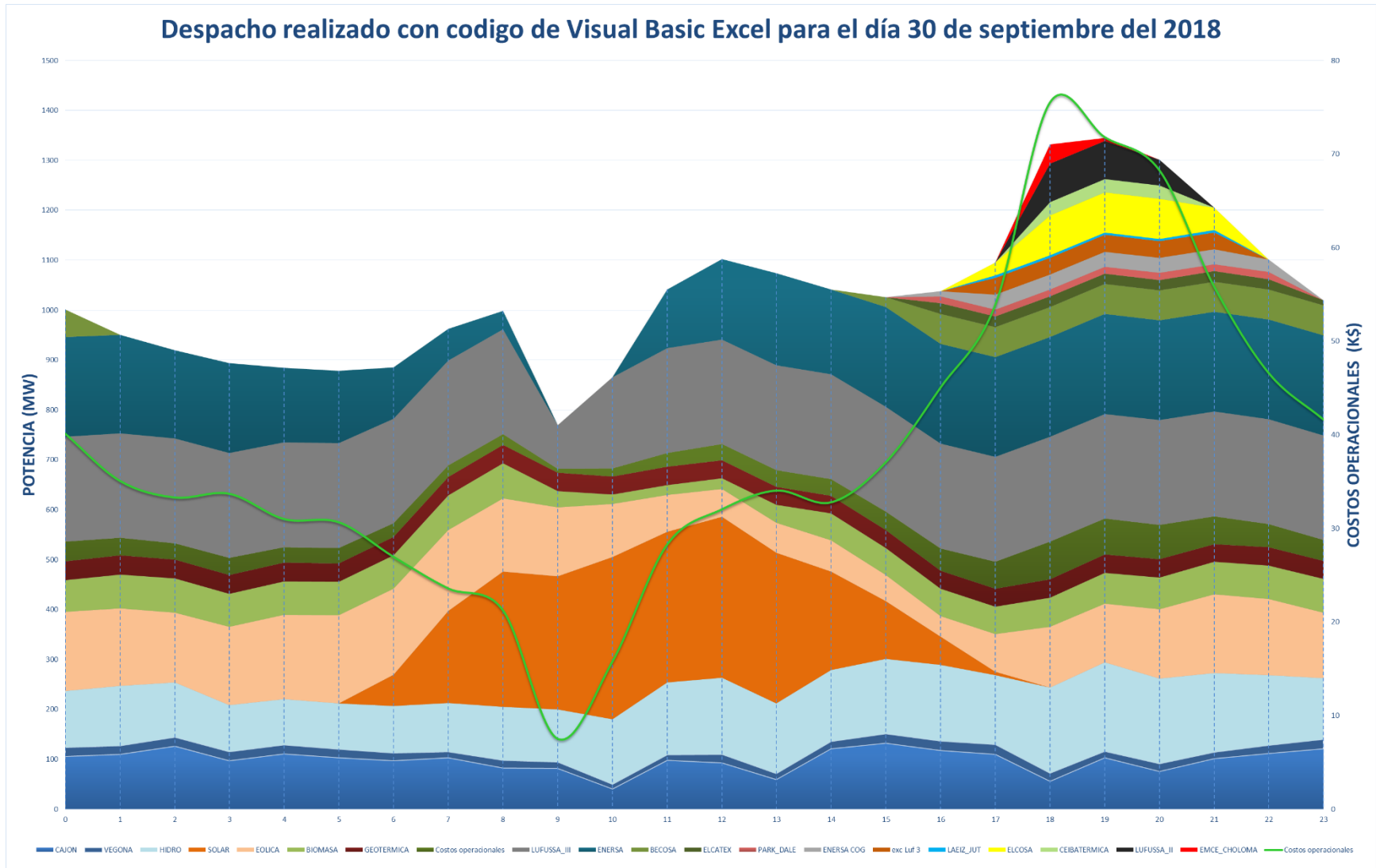


Fuente: Elaboración propia, con datos de (Marcovia Solar, Bases de datos, 2016).



Fuente: Elaboración propia, con datos de (Marcovia Solar, Bases de datos, 2018).

7.7 Gráfico del despacho realizado con el código Visual Basic



7.8 Código de algoritmo implementado en Visual Basic Studio

```
Sub OptimizarDespacho()
```

```
Dim Tamano As Integer
```

```
Dim Costo(94) As Double
```

```
Dim auxiliar As Double
```

```
Dim Potencia(94) As Double
```

```
Dim auxiliarPotencia As Double
```

```
Dim PlantasDesp(94) As String
```

```
Dim auxiliarPlantasDesp As String
```

```
Dim Centinelak As Integer
```

```
Dim PotenciaTotal(24, 94) As Double
```

```
Dim CostoTotal(24, 94) As Double
```

```
Dim PlantasDespTotal(24, 94) As String
```

```
Tamano = 93
```

```
For m = 1 To 24
```

```
For k = 1 To Tamano
```

```
Costo(k) = Sheets("COSTOS KWh").Cells(m + 2, k + 1)
```

```
Potencia(k) = Sheets("POTENCIA MAXIMA").Cells(m + 2, k + 1)
```

```
PlantasDesp(k) = Sheets("DESPACHO").Cells(1, k + 1)
```

```

Next k

y = 0

Do

For i = Tamanio To 1 Step -1

    For j = i To Tamanio

        'ordenamos de menor a mayor

        If Costo(i) > Costo(j) Then

            auxiliar = Costo(i)

            auxiliarPotencia = Potencia(i)

            auxiliarPlantasDesp = PlantasDesp(i)

            Costo(i) = Costo(j)

            Potencia(i) = Potencia(j)

            PlantasDesp(i) = PlantasDesp(j)

            Costo(j) = auxiliar

            Potencia(j) = auxiliarPotencia

            PlantasDesp(j) = auxiliarPlantasDesp

        End If

    Next j

Next i

```

y = y + 1

Loop Until y = Tamanio

For jj = 1 To Tamanio

PotenciaTotal(m, jj) = Potencia(jj)

CostoTotal(m, jj) = Costo(jj)

PlantasDespTotal(m, jj) = PlantasDesp(jj)

Next jj

Next m

Sheets("COSTOS").Range("B3:CP26") = 0

Sheets("POTENCIA DESPACHADA").Range("B3:CP26") = 0

Sheets("DESPACHO").Range("B3:CP26") = ""

For r = 1 To 24

For k = 1 To Tamanio

Sheets("COSTOS").Cells(r + 2, k + 1) = CostoTotal(r, k)

Sheets("POTENCIA DESPACHADA").Cells(r + 2, k + 1) = PotenciaTotal(r, k)

Sheets("POTENCIA DESPACHADA").Cells(1, k + 1) = PlantasDesp(k)

Sheets("DESPACHO").Cells(r + 2, k + 1) = PlantasDespTotal(r, k)

If Sheets("POTENCIA DESPACHADA").Cells(r + 2, Tamano + 2).Value >
Sheets("POTENCIA DESPACHADA").Cells(r + 2, Tamano + 3).Value Then

PotenciaTotal(r, k) = PotenciaTotal(r, k) - (Sheets("POTENCIA
DESPACHADA").Cells(r + 2, Tamano + 2) - Sheets("POTENCIA DESPACHADA").Cells(r
+ 2, Tamano + 3))

Sheets("POTENCIA DESPACHADA").Cells(r + 2, k + 1) = PotenciaTotal(r, k)

k = Tamano + 1

End If

Next k

Next r

End Sub