

Proyecto Fin de Máster

Máster en Ingeniería Industrial

Análisis de los desvíos del sistema eléctrico español en el 2019

Autor: Salvador Cabello García

Tutores: Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, julio 2020



Proyecto Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Análisis de los desvíos del sistema eléctrico español en el 2019

Autor:

Salvador Cabello García

Tutores:

Manuel Burgos Payán

Catedrático de Universidad

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor Ayudante Doctor

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, julio 2020

Proyecto Fin de Máster: Análisis de los desvíos del sistema eléctrico español en el 2019

Autor: Salvador Cabello García

Tutor: Manuel Burgos Payán
Juan Manuel Roldán Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el Trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, julio 2020

El Secretario del Tribunal



Agradecimientos

Con estas breves palabras quiero agradecer a cuantos me han apoyado y acompañado a lo largo de este intenso y difícil camino en la Escuela de Ingenieros, el cuál con este trabajo llega a su fin tras seis años de duro esfuerzo y trabajo pero con el objetivo conseguido.

En primer lugar, a mi familia: padres, hermanos, abuelas, tíos, primos, etc., sin los cuales nada habría sido posible, gracias por vuestro incondicional apoyo y cariño, es recíproco por mi parte.

A mi pareja, Elena, por apoyarme siempre en todo.

A mis amigos y amigas, la familia que he elegido, por estar siempre a mi lado.

Por último, a todos los profesores de la Escuela, los cuales durante estos seis años me han formado no solo profesionalmente sino personalmente también, en especial, a mis tutores de este Trabajo (Manolo y Juanma) por darme la oportunidad de realizar este Trabajo y ayudarme a desarrollarlo.

A todos: GRACIAS.

Salvador Cabello García

Sevilla, julio 2020



Resumen

En los sistemas eléctricos se producen desvíos generación-demanda, tanto por parte de los generadores y de los consumidores, como consecuencia de errores en las previsiones o por fallos técnicos. El objeto del presente trabajo es analizar los desvíos y sus implicaciones económicas en el sistema eléctrico español en el año 2019. Para ello, en primer lugar se hará una introducción al funcionamiento del sistema eléctrico, entrando en detalle tanto en el procedimiento de cálculo de los desvíos como en los derechos de cobro y obligaciones de pago que de los mismos se derivan. Para finalizar, se hará un análisis en profundidad de los desvíos del sistema, analizando en particular los sujetos de mercado: demanda y generación eólica y fotovoltaica. También se estudiará la evolución del sistema y de dichos sujetos en los últimos años.



Índice de contenidos

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUCCIÓN A LOS DESVÍOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO | 1 |
| 1.1 | DESVÍOS GENERACIÓN-CONSUMO | 3 |
| 2 | ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL | 5 |
| 2.1 | MERCADO ELÉCTRICO IBÉRICO | 7 |
| 2.2 | MERCADO DIARIO | 7 |
| 2.3 | RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS | 8 |
| 2.4 | MERCADO INTRADIARIO | 9 |
| 2.5 | SERVICIOS COMPLEMENTARIOS | 9 |
| 2.6 | GESTIÓN DE DESVÍOS | 11 |
| 3 | CÁLCULO Y LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS | 13 |
| 3.1 | CÁLCULO DEL DESVÍO | 15 |
| 3.2 | SALDO NETO HORARIO | 15 |
| 3.3 | PRECIO DE LOS DESVÍOS | 16 |
| 3.3.1 | PRECIO DE LOS DESVÍOS A SUBIR | 16 |
| 3.3.2 | PRECIO DE LOS DESVÍOS A BAJAR | 17 |
| 3.4 | LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS: DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO | 18 |
| 3.4.1 | DERECHOS DE COBRO | 18 |
| 3.4.1.1 | Desvío a favor del sistema | 18 |
| 3.4.1.2 | Desvío en contra del sistema | 19 |
| 3.4.2 | OBLIGACIONES DE PAGO | 19 |
| 3.4.2.1 | Desvío a favor del sistema | 20 |
| 3.4.2.2 | Desvío en contra del sistema | 20 |
| 4 | ANÁLISIS DE LOS DESVÍOS 2019 | 21 |
| 4.1 | DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO: ESIOS | 23 |
| 4.1.1 | ENERGÍA NETA DE BALANCE | 24 |
| 4.1.2 | PRECIO DE COBRO DESVÍOS A SUBIR | 25 |
| 4.1.3 | PRECIO DE PAGO DESVÍOS A BAJAR | 25 |
| 4.1.4 | PRECIO DEL MERCADO DIARIO | 26 |
| 4.1.5 | DEMANDA REAL | 26 |
| 4.1.6 | DEMANDA PROGRAMADA P48 TOTAL | 27 |
| 4.1.7 | GENERACIÓN PROGRAMADA P48 | 27 |
| 4.1.8 | GENERACIÓN T.REAL | 27 |
| 4.2 | METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS | 28 |
| 4.2.1 | TRATAMIENTO DE LOS DATOS | 28 |
| 4.2.2 | CÁLCULO DE LOS DESVÍOS | 30 |
| 4.3 | RESULTADOS DEL ANÁLISIS | 30 |
| 4.3.1 | EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS Y SNSB | 31 |
| 4.3.2 | DESVÍOS Y COSTES DEL SISTEMA | 34 |



| | | |
|----------|--------------------------------------|-----------|
| 4.3.3 | DESVÍOS Y COSTES DE LA DEMANDA | 37 |
| 4.3.4 | DESVÍOS Y COSTES DE LAS RENOVABLES | 39 |
| 4.3.4.1 | Tecnología eólica | 40 |
| 4.3.4.2 | Tecnología solar fotovoltaica | 42 |
| 4.3.5 | RESUMEN Y COMPARATIVA DEL ANÁLISIS | 43 |
| 4.3.5.1 | Comparativa entre los años 2019-2016 | 45 |
| 5 | CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS | 49 |
| <hr/> | | |
| | Bibliografía | 53 |
| <hr/> | | |
| | Referencias | 53 |



Índice de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 2.1 Funciones del OM y OS | 7 |
| Figura 2.2 Casación del mercado diario | 8 |
| Figura 2.3 Actuación de los servicios complementarios | 10 |
| Figura 2.4 Estructura general del mercado eléctrico español | 11 |
| Figura 4.1 Página web de ESIOS..... | 23 |
| Figura 4.2 Visualización y descarga de datos..... | 24 |
| Figura 4.3 Saldo neto horario de las energías a subir y bajar 2019 | 25 |
| Figura 4.4 Archivo de descarga proporcionado por ESIOS..... | 28 |
| Figura 4.5 Modificación del archivo original de ESIOS | 29 |
| Figura 4.6 Demanda media y precio medio horario anual de los desvíos a subir, a bajar y del mercado diario en 2019 | 31 |
| Figura 4.7 Comparativa mensual entre el saldo medio neto positivo y el precio medio de los desvíos..... | 32 |
| Figura 4.8 Comparativa mensual entre el saldo medio neto negativo y el precio medio de los desvíos..... | 33 |
| Figura 4.9 Demanda media y saldo neto medio mensuales 2019 | 34 |
| Figura 4.10 Desvíos del sistema 2019 | 35 |
| Figura 4.11 Sobrecostos derivados de la actuación de los servicios de ajuste para corregir los desvíos..... | 36 |
| Figura 4.12 Distribución mensual de la demanda 2019..... | 37 |
| Figura 4.13 Desvíos de la demanda 2019 | 38 |
| Figura 4.14 Desvíos en contra del sistema por parte de la demanda 2019..... | 39 |
| Figura 4.15 Generación mensual eólica 2019 | 40 |



Figura 4.16 Desvíos en contra del sistema por parte de la eólica.41

Figura 4.17 Generación mensual fotovoltaica 201942

Figura 4.18 Desvíos en contra del sistema de la fotovoltaica43



Índice de tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 2.1 Sesiones del mercado intradiario | 9 |
| Tabla 3.1 Tipos de desvíos según sujetos | 17 |
| Tabla 3.2 Precio de los desvíos en función del SNSB..... | 17 |
| Tabla 3.3 Liquidación de desvíos según tipo de desvío y sujeto | 20 |
| Tabla 4.1 Tabla dinámica de la demanda real 2019 en MWh | 29 |
| Tabla 4.2 Desvíos a favor y en contra del sistema de la demanda | 38 |
| Tabla 4.3 Sobrecostes de los desvíos de la demanda 2019..... | 39 |
| Tabla 4.4 Desvíos a favor y en contra del sistema de la eólica | 40 |
| Tabla 4.5 Sobrecostes asociados a la eólica | 41 |
| Tabla 4.6 Desvíos a favor y en contra del sistema de la fotovoltaica | 42 |
| Tabla 4.7 Sobrecostes asociados a la fotovoltaica | 43 |
| Tabla 4.8 Contribución de los sujetos de mercado a los desvíos globales del sistema | 44 |
| Tabla 4.9 Contribución de los sujetos de mercado a los sobrecostes globales del sistema | 44 |
| Tabla 4.10 Comparativa entre desvíos y costes de los sujetos de mercado..... | 45 |
| Tabla 4.11 Comparativa de los desvíos y costes del sistema 2019-2016 | 45 |
| Tabla 4.12 Comparativa de la demanda 2019-2016 | 46 |
| Tabla 4.13 Comparativa de la eólica 2019-2016 | 46 |
| Tabla 4.14 Comparativa de la fotovoltaica 2019-2016 | 47 |



1 INTRODUCCIÓN A LOS DESVÍOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO



1.1 Desvíos generación-consumo

Todos los sujetos de mercado que participan en la compraventa de energía en el mercado eléctrico se comprometen a generar o consumir una cierta cantidad de energía en un intervalo de tiempo futuro determinado. Cuando la energía eléctrica que aportan los generadores o que retiran los consumidores del sistema, llegado el momento difiere de la inicialmente programada y pactada con el sistema se produce lo que en el sector se conoce como un desvío. Tanto el generador que produjo más o menos energía de la que prometió, como el consumidor que necesitó finalmente más o menos energía de la que afirmó en un principio, serán penalizados económicamente por el trabajo extra que el operador del sistema tiene que llevar a cabo para ajustar el sistema y garantizar un correcto balance entre generación y demanda, así como asegurar un correcto suministro de energía eléctrica. En consecuencia, ambos agentes del mercado pueden cometer desvíos. Los generadores por fallos técnicos, errores en la previsión del recurso utilizado (caso de las renovables), etc. La demanda por su carácter variable o por errores en la previsión de la misma.

El equilibrio generación-demanda se debe de cumplir constantemente para garantizar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico por lo que ajustar de una manera rápida y eficiente los posibles desvíos que puedan surgir es una tarea fundamental. En este sentido, esta responsabilidad es asumida por los servicios de ajuste y balance del sistema. Éstos se estructuran y funcionan en formato mercado de competencia, el cual es gestionado por el operador del sistema (OS). Los servicios de ajusten comprenden las restricciones técnicas, los servicios complementarios y la **gestión de desvíos**. Este último servicio, en el cual centraremos gran parte del trabajo, ha cambiado su nombre recientemente en España, denominándose **balance de reservas de sustitución y compensación de desvíos** (producto RR, por sus siglas en inglés).

Para entender cómo funciona el mecanismo de gestión de desvíos es necesario conocer previamente como se estructura el mercado eléctrico en España. En el siguiente capítulo nos centraremos en ello.



2 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

2.1 Mercado eléctrico ibérico

La ley del sector eléctrico (ley 24/2013) establece que el Operador del Mercado (OM) y el Operador del Sistema (OS) asumen las funciones necesarias, para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica y la garantía de la gestión técnica del sistema eléctrico. Ambos operadores realizan sus funciones de forma coordinada entre ambos.

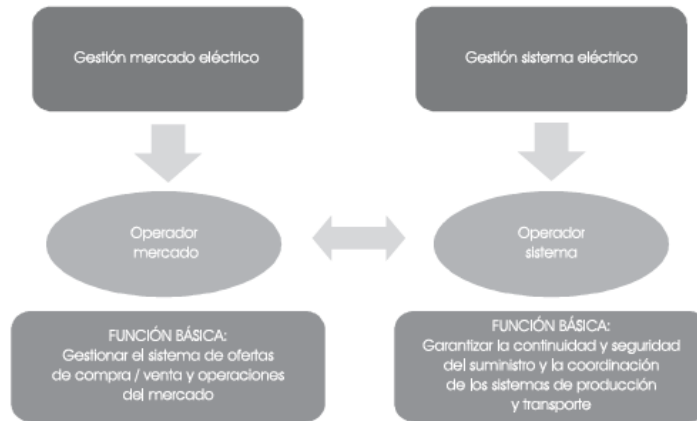


Figura 2.1 Funciones del OM y OS ¹

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura principalmente en:

- Mercado diario.
- Mercado Intradía.
- Mercado de servicios de ajuste y balance.

Existen otros tipos de mercados como son los mercados a plazos y los no organizados. Estos mercados se utilizan para establecer contratos bilaterales entre grandes consumidores y generadores. Dichos contratos son un acuerdo de compra venta de energía eléctrica entre un consumidor directo y un productor, en el que se compromete una cantidad de electricidad a un precio acordado entre ambos para un determinado periodo de tiempo. La energía comprometida no entra en mercado ni es casada aunque deberá ser comunicada al OS para que la tenga en cuenta.

2.2 Mercado diario

Gestionado por el operador de mercado. Su objetivo es llevar a cabo las transacciones de energía mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado. Agente o sujeto de mercado es todo aquel que acude al mercado como unidad de programación, ya sea para comprar o vender energía.

Para la gestión de este mercado, el OM abre un periodo de recepción, iniciándose a las 12:00 horas el día previo a la generación (D-1), de ofertas de generación y consumo por parte de

los sujetos de mercado. Las ofertas de venta (generación) se ordenan en orden ascendente de menor a mayor precio y por bloques de energía. Por el contrario las de adquisición (consumo) se ordenan de mayor a menor precio e igualmente por bloques de energía. Una vez recibidas y cerrado el mercado, el OM realiza la casación de la energía, mediante el algoritmo EUPHEMIA, resultando un Precio de Mercado Diario (PMD), en €/MWh, igual al precio marginal de la última oferta casada. Resultado de este proceso se establecerá el Programa Diario Base de Casación (PDBC), el cual será el primero de los programas y le será comunicado al OS antes de las 13:00 horas. Este programa irá sufriendo diversas modificaciones conforme se vayan ejecutando los posteriores mercados.

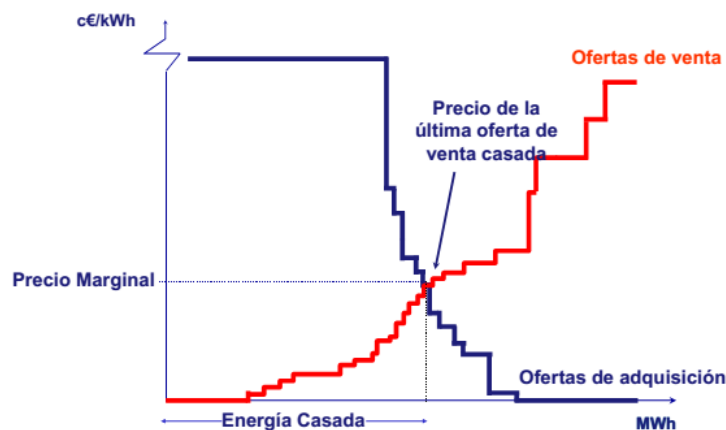


Figura 2.2 Casación del mercado diario ²

El OS, una vez reciba el PDBC le añadirá al mismo la información sobre los contratos bilaterales que ha recibido por parte de los mercados a plazos y no organizados, resultando el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

2.3 Resolución de restricciones técnicas

Es el primero de los servicios de ajuste y balance gestionado por el operador del sistema, el cual es realizado posteriormente al cierre del mercado diario (D-1). Para ello, analiza los programas de las unidades de producción y los intercambios internacionales previstos, a fin de garantizar que el suministro de energía eléctrica se puede realizar con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad y en su caso, que se hayan resuelto previamente todas las posibles restricciones técnicas identificadas.

Los sujetos de mercado generadores deben haber presentado previamente al operador del sistema ofertas específicas de energía a subir y a bajar, para ser utilizadas en el proceso de solución de restricciones técnicas. Tras esto el OS establecerá el Programa Diario Viable Provisional (PDVP), cuyo resultado se le comunicará al OM antes de las 16:00 horas y que contiene la programación final resultante del mercado diario para las 24 horas del día siguiente.

También existe el servicio de resolución de restricciones técnicas en tiempo real. Mediante el cual, el OS estará en continua vigilancia del sistema eléctrico detectando posibles anomalías o problemas técnicos en tiempo real.

2.4 Mercado intradiario

Gestionado por el operador del mercado. El mercado intradiario de subastas se estructura actualmente en seis sesiones con diferentes horizontes de programación para cada sesión, su objetivo es atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el PDVP cuya base de programación es el resultado del mercado diario.

Este mercado representa una herramienta fundamental para que los agentes del mercado puedan ajustar su programa resultante del mercado diario conforme a las necesidades que esperan en el tiempo real. La casación de las ofertas se realiza análogamente a la del mercado diario y el resultado es comunicado al Operador del Sistema para que vuelva a realizar un nuevo proceso de resolución de restricciones técnicas. Una vez hecho esto, se habrá generado el Programa Horario Final (PHF) el cual será definitivo en las horas posteriores hasta que se convoque la siguiente sesión del Mercado Intradiario, con lo que al constar de seis sesiones, se generarán 6 PHF cada día. Las diferentes sesiones del mercado intradiario se muestran en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Sesiones del mercado intradiario ³

| | SESIÓN 1ª | SESIÓN 2ª | SESIÓN 3ª | SESIÓN 4ª | SESIÓN 5ª | SESIÓN 6ª |
|--|------------------------|-----------------------------------|------------------------|--------------------|--------------------|---------------------|
| Apertura de Sesión | 14:00 | 17:00 | 21:00 | 1:00 | 4:00 | 9:00 |
| Cierre de Sesión | 15:00 | 17:50 | 21:50 | 1:50 | 4:50 | 9:50 |
| Casación | 15:00 | 17:50 | 21:50 | 1:50 | 4:50 | 9:50 |
| Publicación del programa acumulado (PIBCA) | 15:07 | 17:57 | 21:57 | 1:57 | 4:57 | 9:57 |
| Publicación PHF de los OSs | 16:20 | 18:20 | 22:20 | 2:20 | 5:20 | 10:20 |
| Horizonte de Programación (Periodos horarios) | 24 horas (1-24 D+1) | 28 horas (21-24 y 1-24 D+1) | 24 horas (1-24 D+1) | 20 horas (5-24) | 17 horas (8-24) | 12 horas (13-24) |

2.5 Servicios complementarios

Son aquellos servicios necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas.

Están compuestos por: regulación primaria, regulación secundaria y terciaria.

- **Regulación primaria**

Tiene por objeto la corrección automática de los desequilibrios instantáneos que se producen entre la generación y el consumo. Es aportada por los reguladores de velocidad (*control Gobernador*) con los que están equipados los generadores. Su horizonte temporal de actuación alcanza hasta los 30 segundos.

Es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido.

- **Regulación secundaria**

Servicio de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo de forma automática los desvíos respecto al programa de intercambio previsto y las desviaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía). La energía de regulación secundaria se corresponde con el producto estándar europeo de reserva automática para la recuperación de la frecuencia (aFRR, por sus siglas en inglés).

Paralelamente a la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP), alrededor de las 15:00 horas, se fijarán los requerimientos de regulación secundaria para cada hora del día siguiente. Finalmente se realiza la casación y en torno a las 17:00 horas se genera la asignación de reserva de regulación secundaria.

- **Regulación terciaria**

Servicio de carácter potestativo y oferta obligatoria gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y restituir la reserva de regulación secundaria utilizada. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas. La energía de regulación terciaria se corresponde con el producto estándar europeo de reserva manual para la recuperación de la frecuencia (mFRR, por sus siglas en inglés).

Antes de las 21:00 horas, el OS fija los requerimientos de regulación terciaria para cada hora del día siguiente y tras el proceso de recepción de ofertas y casación se produce la asignación de reserva de regulación terciaria antes de las 23:00 horas.

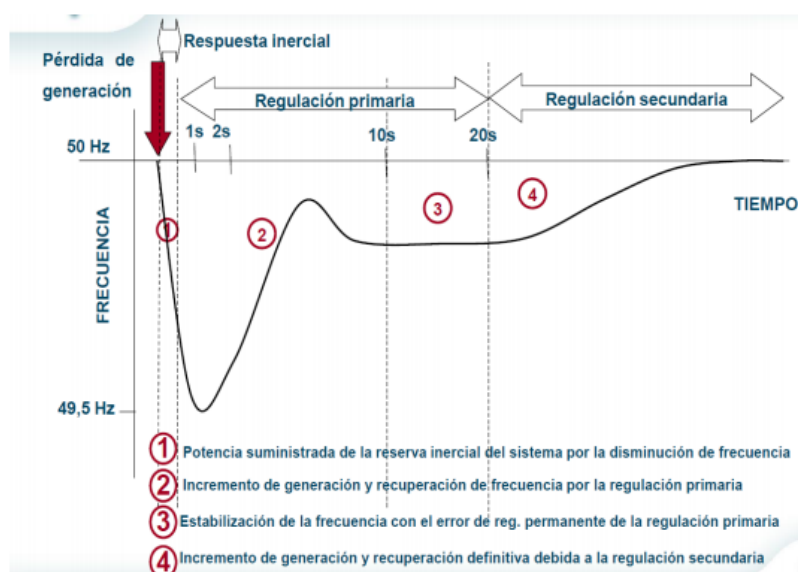


Figura 2.3 Actuación de los servicios complementarios ⁴

2.6 Gestión de desvíos

Es el último de los servicios de ajuste y balance que ofrece el OS. Es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión. La energía de gestión de desvíos se corresponde con el producto estándar europeo de energía de balance procedente de reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés).

La gestión de desvíos cumple una función de nexo entre la regulación terciaria, y los mercados intradiarios, dotando al operador del sistema de un mecanismo de mayor flexibilidad para poder solventar los desequilibrios entre generación y demanda, sin poner en riesgo la disponibilidad de las reservas de regulación secundaria y terciaria requeridas.

Para ello, antes de cada hora se evalúan los desvíos comunicados y/o previstos en el horizonte hasta la próxima sesión del mercado intradiario y, en caso de identificarse desvíos de magnitud superior a 300 MWh, mantenidos varias horas, se convoca el correspondiente mercado de gestión de desvíos.

Las asignaciones oportunas se incluirán en el Programa Horario Operativo (PHO o P48), el cual contiene la programación más cercana al tiempo real y que incluye el resultado del Programa Horario Final (PHF) y de los servicios de ajuste y balance (regulación secundaria, regulación terciaria y gestión de desvíos). Este programa horario operativo (P48) será comunicado por el OS en los 15 minutos previos a cada hora incluyendo en él, el resultado de la gestión de desvíos.



Figura 2.4 Estructura general del mercado eléctrico español ⁵



3 CÁLCULO Y LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS



Todo sujeto de mercado que no se ajuste a su Programa Horario Operativo (P48) habrá cometido un desvío. En el presente capítulo se explicará cómo se calculan dichos desvíos y sus tipos, el cálculo de los precios asociados a cada uno de ellos y los derechos de cobro y obligaciones de pago que de los mismos se derivan.

3.1 Cálculo del desvío

El desvío se calculará como la diferencia de medida en barras de la central y el Programa Horario de Liquidación.

$$D_u = MBC_u - PHL_u \quad (1)$$

Dónde:

| | |
|---------|--|
| D_u | Desvío de la unidad de programación u |
| MBC_u | Medida en barras de la central (en el punto frontera) de la unidad de programación u |
| PHL_u | Programa horario de liquidación de la unidad de programación u |

El Programa Horario de Liquidación (PHL) de la unidad u se calculará como la suma de:

- Energía del Programa Horario Operativo (P48)
- Reducción de consumo debida a órdenes de reducción de potencia $ERSINT_{ua}$.

$$PHL_u = P48_u + ERSINT_{ua} \quad (2)$$

3.2 Saldo neto horario

Para valorar los desvíos, será necesario conocer el saldo neto horario de la energías a subir y bajar (SNSB) del sistema. Éste se calculará por asignación de energías:

- por energía de balance RR.
- por regulación secundaria.
- por regulación terciaria.
- por intercambios transfronterizos por energía RR o del proceso de compensación de desequilibrios (IN).



$$SNSB = \sum_{r, sen} ESAB_{r, sen} \quad (3)$$

Dónde:

$ESAB_{r, sen}$ Energía gestionada por los servicios de ajuste y balance mediante el mecanismo r y el sentido sen . Positiva si aumenta la producción y negativa si se reduce la producción.

r Regulación secundaria, terciaria o gestión de desvíos (producto RR).

sen Sentido, positivo si aumenta o negativo si disminuye.

3.3 Precio de los desvíos

Calculado el saldo neto horario, se pueden calcular el precio horario asociado a cada tipo de desvío. Existen dos tipos de desvíos: a subir o a bajar.

3.3.1 Precio de los desvíos a subir

Se definen como desvíos a subir los desvíos en sentido de mayor generación y los desvíos en sentido de menor consumo, es decir, los sujetos de mercado generadores presentarán un desvío a subir si su desvío es positivo ($D > 0$); por el contrario, los sujetos consumidores presentarán un desvío a subir si su desvío es negativo ($D < 0$).

Para calcular el precio horario de los desvíos a subir (PDS) será preciso conocer, en primer lugar, el saldo neto horario de las energías a subir y bajar (SNSB). Si SNSB es negativo, se calculará conforme a la ecuación (4):

$$PDS = \text{mín}(PMD, PMPRTSB) \quad (4)$$

Siendo:

PMD precio del mercado diario.

PMPRTSB Precio medio ponderado de las energías a bajar asignadas por activación de ofertas del producto RR, por regulación terciaria, por regulación secundaria, por programas de intercambio transfronterizos de balance.

Si no existe valor para PMPRTSB o, si SNSB es no negativo, el precio de los desvíos a subir será el precio marginal del mercado diario.

$$PDS = PMD \quad (5)$$



3.3.2 Precio de los desvíos a bajar

Se definen como desvíos a bajar los desvíos en sentido de menor generación y los desvíos en sentido de mayor consumo, es decir, los sujetos de mercado generadores presentarán un desvío a bajar si su desvío es negativo ($D < 0$); por el contrario, los sujetos consumidores presentarán un desvío a bajar si su desvío es positivo ($D > 0$).

Para calcular el precio horario de los desvíos a bajar (PDB) será preciso conocer, en primer lugar, el saldo neto horario de las energías a subir y bajar (SNSB). Si SNSB es positivo, se calculará conforme a la ecuación (6):

$$PDB = \text{máx}(PMD, PMPRTSS) \quad (6)$$

Dónde:

PMPRTSS Precio medio ponderado de las energías a subir asignadas por activación de ofertas del producto RR, por regulación terciaria, por regulación secundaria, por programas de intercambio transfronterizos de balance.

Si no existe valor para PMPRTSS o si SNSB es no positivo, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

$$PDB = PMD \quad (7)$$

Por lo que, en este punto, es importante diferenciar entre los desvíos según cada sujeto de mercado (tabla 3.1) y el precio de los desvíos, a subir o bajar, que dependerá cada hora del SNSB (tabla 3.2).

Tabla 3.1 Tipos de desvíos según sujetos

| | Sujeto generador | Sujeto consumidor |
|-------|------------------|-------------------|
| D > 0 | Desvío a subir | Desvío a bajar |
| D < 0 | Desvío a bajar | Desvío a subir |

Tabla 3.2 Precio de los desvíos en función del SNSB

| | SNSB > 0 | SNSB < 0 |
|-----|--------------------|--------------------|
| PDS | PMD | mín (PMD, PMPRTSB) |
| PDB | máx (PMD, PMPRTSS) | PMD |



3.4 Liquidación de los desvíos: derechos de cobro y obligaciones de pago

Una vez se conoce el saldo neto horario y el precio asociado a cada tipo de desvío, se procede a liquidar los desvíos a cada sujeto de liquidación del mercado.

Un sujeto de liquidación es la empresa responsable de los cobros, pagos y prestaciones de garantías que se derivan del proceso de liquidación. Una unidad de programación tiene la posibilidad de constituir por sí sola un sujeto de liquidación o hacerlo en unión con otras unidades. Esto se hace con el fin de producir un apantallamiento de los desvíos al sumarse los desvíos individuales tanto negativos como positivos de todas aquellas unidades que acudan al proceso de liquidación, disminuyendo así el desvío global. El desvío resultante de sumar los desvíos individuales de varias unidades que se presentan como un único sujeto de liquidación se le llamará desvío consolidado.

Calculados todos los desvíos, se procederá a determinar los derechos de cobro y obligaciones de pago de los sujetos de liquidación.

3.4.1 Derechos de cobro

Tendrán un derecho de cobro todos los sujetos de liquidación que presenten un desvío a subir.

Los derechos de cobro de cada sujeto de liquidación (DC_u) se calculan conforme a la ecuación (8).

$$DC_u = D_u \cdot [PMD + |SNSB| \cdot \frac{(PDS - PMD)}{\sum_u DS_u}] \quad (8)$$

Dónde:

D_u Desvío total del sujeto de liquidación u

$\sum_u DS_u$ Sumatorio de los desvíos positivos de los sujetos de liquidación u

En este contexto pueden darse dos situaciones según sea el saldo neto horario (SNSB). Distinguiremos dos casos: desvío a favor del sistema o desvíos en contra del sistema.

3.4.1.1 Desvío a favor del sistema

Si el saldo neto horario es positivo, es decir, existe en el sistema un déficit de generación o exceso de consumo con la consiguiente actuación de los servicios de ajuste aumentando la



generación; y un sujeto de liquidación presenta desvío a subir, está favoreciendo al sistema pues contribuye a que desaparezca el desbalance.

En este caso el precio del desvío a subir será el precio del mercado diario, por lo que se simplifica la ecuación (8). Un sujeto de mercado generador cobra la energía de más, que ha generado, al mismo precio que si la hubiera vendido en el mercado diario (no se le penaliza).

$$DC_u = D_u \cdot PMD \quad (9)$$

3.4.1.2 Desvío en contra del sistema

En cambio, si el saldo neto horario es negativo, es decir, existe en el sistema un exceso de generación o déficit de consumo con la consiguiente actuación de los servicios de ajuste disminuyendo la generación; y un sujeto de liquidación presenta desvío a subir, está perjudicando al sistema pues contribuye al desbalance.

En este caso el precio del desvío a subir (PDS) será menor al precio de mercado (PMD), con lo que el derecho de cobro del sujeto de liquidación que este cometiendo el desvío será menor a haber programado esa energía en el mercado diario (pierde beneficio).

3.4.2 Obligaciones de pago

Presentarán una obligación de pago los sujetos de liquidación que realicen desvíos a bajar.

Las obligaciones de pago de cada sujeto de liquidación (OP_u) se calculan conforme a la ecuación (10).

$$OP_u = D_u \cdot \left[PMD + |SNSB| \cdot \frac{(PDB - PMD)}{\sum_u DB_u} \right] \quad (10)$$

Dónde:

$\sum_u DB_u$ Sumatorio de los desvíos negativos de los sujetos de liquidación u

Al igual que pasaba con los desvíos a subir, debemos diferenciar de nuevo entre desvíos a favor o en contra del sistema según sea el saldo neto horario.

3.4.2.1 Desvío a favor del sistema

Si el saldo neto horario es negativo, por lo que los servicios de ajuste han tenido que disminuir la generación; y un sujeto comete un desvío a bajar está favoreciendo al sistema pues contribuye a que se elimine el desbalance.

En este caso el precio del desvío a bajar será igual al precio del mercado, simplificándose la ecuación de las obligaciones de pago. Un sujeto de mercado generador deberá devolver la energía que no ha generado al mismo precio que se le ha pagado (no se le penaliza).

$$OP_u = D_u \cdot PMD \quad (11)$$

3.4.2.2 Desvío en contra del sistema

En cambio, si el saldo neto horario es positivo, con la consiguiente actuación de los servicios de ajuste aumentado la generación; y un sujeto de liquidación comete un desvío a bajar, está perjudicando al sistema.

En este caso el precio del desvío a bajar (PDB) será mayor al precio de mercado (PMD). El sujeto de liquidación deberá pagar (devolver) la energía que no ha producido (en el caso de los generadores) a un precio superior al que se lo han pagado previamente (pérdida de beneficio).

En la tabla 3.3, se muestran las diferentes alternativas de liquidación de los desvíos, según el tipo de desvío y sujeto.

Tabla 3.3 Liquidación de desvíos según tipo de desvío y sujeto ⁶

| Tipo de Desvío | Unidad Productora | Unidad Consumidora |
|---|---|--|
| "A SUBIR " (lleva asociado a un Derecho de Cobro o D.C.) | $DESV_u > 0$ | $DESV_u < 0$ |
| | La unidad ha producido más energía de lo programada. Cobrará por esa energía que ha producido pero que no vendió previamente en la nominación y por la que no ha recibido ningún pago aún. Venderá esta energía como máximo al $P_{OMIE, HD}$, si el desvío fue a favor del sistema. Si el desvío es en contra del sistema la unidad será penalizada y venderá dicha a energía a un precio menor. | La unidad ha consumido menos energía de la programada. Cobrará por esa energía que pagó previamente en la nominación pero que no ha llegado a consumir. Recibirá como máximo el $P_{OMIE, HD}$, si el desvío es a favor del sistema. Si el desvío es en contra del sistema la unidad será penalizada y cobrará un precio menor por dicha energía. |
| "A BAJAR" (lleva asociado a una obligación de pago o O.P.) | $DESV_u < 0$ | $DESV_u > 0$ |
| | La unidad ha producido menos energía de lo programada. Tiene que devolver el dinero que recibió por la energía que vendió previamente pero que finalmente no ha producido. Como mínimo pagará la cantidad correspondiente a dicha energía al mismo precio que la vendió, es decir, $P_{OMIE, HD}$ si el desvío favorece al sistema. Si el desvío es contrario, será penalizada y tendrá que pagar dicha energía un precio superior. | La unidad ha consumido más energía de la programada. Dicha energía no fue adquirida en la nominación por lo que debe ser pagada a posteriori. Como mínimo pagará $P_{OMIE, HD}$, en caso de que el desvío producido favorezca al sistema. Si, por lo contrario, es un desvío que perjudica al sistema, será penalizada y pagará un precio superior. |

$P_{OMIE, HD}$ hace referencia al precio del mercado diario OMIE para la hora H y el día D del mes en cuestión.



4 ANÁLISIS DE LOS DESVÍOS 2019



Explicado el funcionamiento del mercado eléctrico y cómo se calculan y liquidan los desvíos, procedemos a realizar un análisis en profundidad de los desvíos del sistema eléctrico español para el año 2019. Para ello, es necesario conocer una serie de datos como son: el precio de los desvíos, el saldo neto horario, la demanda real, etc.

4.1 Datos del sistema eléctrico: ESIOS

El operador del sistema eléctrico español, Red Eléctrica de España (REE), ofrece una base de datos gratuita con gran información de todo el sistema eléctrico. Esta se denomina ESIOS (Sistema de Información del Operador del Sistema <https://www.esios.ree.es/es>).



Figura 4.1 Página web de ESIOS

ESIOS proporciona prácticamente cualquier dato que deseemos de la red, basta sólo con buscarlo en el buscador de la propia página web (esquina superior derecha de la figura 4.1).



Figura 4.2 Visualización y descarga de datos

Como se ve en la figura 4.2, buscando el dato deseado, ESIOS muestra una nueva ventana con un grafica temporal de la variable. Se puede establecer el periodo que se quiera, días, meses o años, con intervalos desde los minutos hasta los años nuevamente. Dichos datos se pueden descargar (“exportación” esquina inferior izquierda de la figura 4.2) en formato *excel*, *csv* o *json*.

Los datos que se han usado para el análisis se explican seguidamente.

4.1.1 Energía neta de balance

Esta es el nombre en ESIOS del saldo neto horario de las energías a subir y bajar (SNSB), explicado anteriormente, y se define cómo:

Saldo de las energías procedentes de los mercados de ajuste de energías de balance RR, regulación terciaria y regulación secundaria. Se basa en los desvíos medidos y es utilizado para el cálculo del precio de los desvíos.

Cómo explica la propia definición, esta energía es la que influye de una manera directa en el precio de los desvíos, por lo que se usará para establecer correlaciones con los precios.

Es importante destacar de esta variable que si es positiva significa que los servicios de ajuste han tenido que aumentar la producción puesto que existe un déficit de la misma o exceso de consumo (se han cometido más desvíos a bajar que a subir). En cambio, si ésta es negativa ocurre lo contrario, los servicios de ajuste han tenido que disminuir la generación pues existe una falta de consumo o exceso de generación (se han cometido más desvíos a subir que a bajar globalmente).

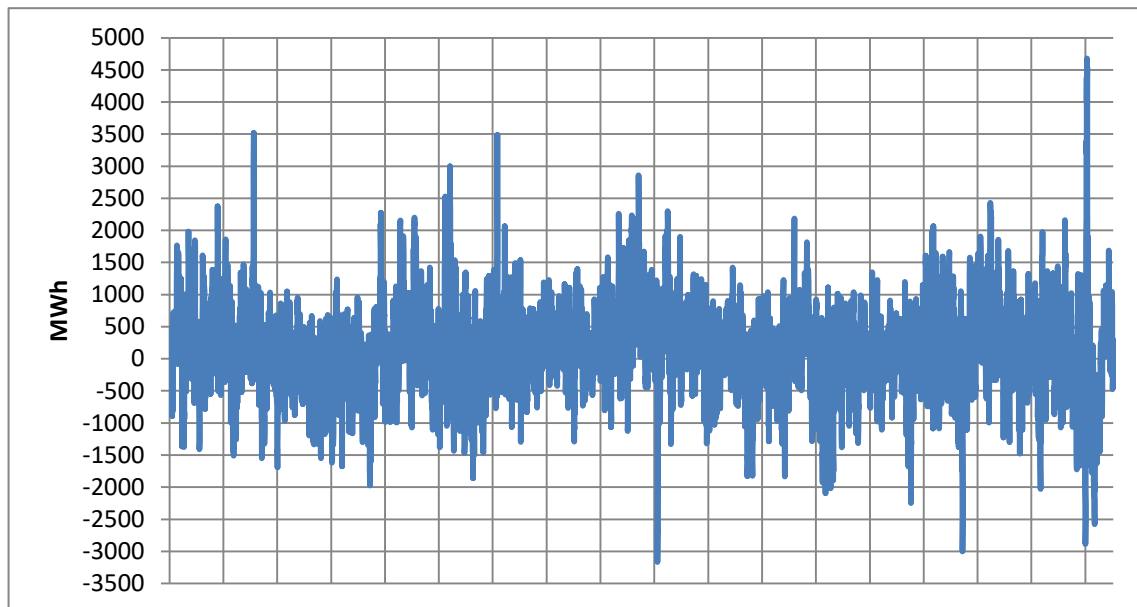


Figura 4.3 Saldo neto horario de las energías a subir y bajar 2019

Si visualizamos gráficamente dicha variable (figura 4.3), no es posible extraer mucha información pues varía constantemente, por lo que se tratará con método analíticos mediante *Excel*.

4.1.2 Precio de cobro desvíos a subir

En concreto este indicador se refiere al precio de cobro de los desvíos a subir contrarios al sistema, es decir, cuando la necesidad neta del sistema es negativa y se genera más energía.

Como ya se ha comentado anteriormente, se penaliza cobrando menos de lo que hubiera cobrado si hubiera venido esa energía en el mercado diario. Este precio será también, el que paguen los servicios de ajuste por corregir el desvío disminuyendo la generación, por lo que para relacionarlo con el saldo neto horario habrá que hacerlo con los valores negativos de éste.

4.1.3 Precio de pago desvíos a bajar

En concreto este indicador se refiere al precio de pago de los desvíos a bajar contrarios al sistema, es decir, cuando la necesidad neta del sistema es positiva y se genera menos.



Se penaliza pagando más por esa energía de lo que hubiera ganado vendiéndola en el mercado diario. Por tanto, este precio será al que cobren los servicios de ajuste del sistema por corregir el desvío aumentando la generación, por lo que para relacionarlo con el saldo neto horario habrá que hacerlo con los valores positivos de éste.

4.1.4 Precio del mercado diario

Es el precio marginal de la energía resultado de la casación del mercado diario (PMD), también se le conoce con el nombre de precio mercado SPOT diario.

Hay que recordar que éste siempre será igual o superior al precio de cobro de los desvíos a subir (PDS); e igual o inferior al precio de pago de los desvíos a bajar (PDB).

Comentados los tres tipos de precios que intervienen, para valorar económicamente los desvíos, se define como coste del desvío, a bajar o subir, al coste extra o la pérdida de beneficio en la que se incurre al no haber programado en mercado lo que finalmente se produjo.

Así, si un generador produjo menos o un consumidor demandó más de lo programado (incurriendo en un desvío D_{bajar}) debiendo pagar esa energía a PDB, se incurre en un coste extra ($Coste_{bajar}$) igual a:

$$Coste_{bajar} = D_s \cdot (PDB - PMD) \quad (12)$$

Si por el contrario un generador produjo más o un consumidor demandó menos de lo programado (incurriendo en un desvío D_{subir}) cobrando esa energía a PDS, se produce una pérdida de beneficio en el primero y un coste extra de pagar, por lo no consumido en el segundo, ($Coste_{subir}$) igual a:

$$Coste_{subir} = D_{subir} \cdot (PMD - PDS) \quad (13)$$

Aclarar que siempre se producirá un coste en el caso de que el desvío sea en contra del sistema. Si el desvío es a favor del sistema, el precio del mismo siempre será igual al precio de mercado, resultando un coste nulo.

4.1.5 Demanda real

Es el valor real de la demanda de energía eléctrica medida en tiempo real. Como siempre se debe cumplir el equilibrio generación-demanda también será la producción total real por parte de los sujetos de mercado generadores.

Ésta se usará para establecer correlaciones con los precios y para el cálculo de los desvíos.



4.1.6 Demanda programada P48 total

Es la energía correspondiente al programa operativo que el OS establece en cada período hasta el final del horizonte de programación diario. En concreto para la demanda.

Se usará para el cálculo de los desvíos de la demanda.

4.1.7 Generación programada P48

Energía análoga al punto anterior. En concreto añadiéndole a este indicador el nombre de la tecnología de generación que se desee (ejemplo: generación programada P48 eólica), se obtendrá el programa horario operativo de la misma.

Se utilizará para el cálculo de los desvíos de las tecnologías de generación.

4.1.8 Generación T.REAL

Generación medida en tiempo real de la tecnología de generación que se desee, basta con añadir el nombre de la misma (ejemplo: generación T.REAL solar).

Se usará para el cálculo de los desvíos de las tecnologías de generación.

4.2 Metodología del análisis

Explicado en el punto anterior las distintas variables que se usarán para realizar el análisis de los desvíos en el sistema eléctrico español para el año 2019, procedemos a explicar la metodología del mismo.

4.2.1 Tratamiento de los datos

En primer lugar, se obtienen de ESIOS las diferentes variables explicadas en el punto 4.1. Se exportan en formato *Excel* todos los datos horarios del año, es decir, 8760 valores de la variable que se desee.

| name | geoid | geoname | value | datetime |
|---------------------------------|-------|---------|-------|---------------------------|
| Precio de cobro desvíos a subir | | | 66,88 | 2019-01-01T00:00:00+01:00 |
| Precio de cobro desvíos a subir | | | 66,88 | 2019-01-01T01:00:00+01:00 |
| Precio de cobro desvíos a subir | | | 38,68 | 2019-01-01T02:00:00+01:00 |
| Precio de cobro desvíos a subir | | | 46,14 | 2019-01-01T03:00:00+01:00 |
| Precio de cobro desvíos a subir | | | 47,06 | 2019-01-01T04:00:00+01:00 |
| Precio de cobro desvíos a subir | | | 47,04 | 2019-01-01T05:00:00+01:00 |
| Precio de cobro desvíos a subir | | | 47,04 | 2019-01-01T06:00:00+01:00 |
| Precio de cobro desvíos a subir | | | 47,06 | 2019-01-01T07:00:00+01:00 |
| Precio de cobro desvíos a subir | | | 44,97 | 2019-01-01T08:00:00+01:00 |
| Precio de cobro desvíos a subir | | | 36,22 | 2019-01-01T09:00:00+01:00 |
| Precio de cobro desvíos a subir | | | 44,9 | 2019-01-01T10:00:00+01:00 |
| Precio de cobro desvíos a subir | | | 49 | 2019-01-01T11:00:00+01:00 |

Figura 4.4 Archivo de descarga proporcionado por ESIOS

ESIOS proporciona el archivo mostrado en la figura 4.4. Como se ve en la misma, muestra el nombre de la variable que se ha descargado, así como su valor para las 8760 horas del año seleccionado.

Este formato presenta un inconveniente pues no facilita la distinción del año, mes, día y hora en columnas independientes, los facilita en una única columna (*datetime*). Establecer los datos de manera independiente es fundamental para poder tratar los mismos mediante herramientas de análisis como las tablas dinámicas. Por tanto, el primer paso será establecer los datos de manera independiente (figura 4.5)



| Año | Mes | Día | Hora | PDS (€/MWh) |
|------|-----|-----|------|-------------|
| 2019 | 1 | 1 | 0 | 66,88 |
| 2019 | 1 | 1 | 1 | 66,88 |
| 2019 | 1 | 1 | 2 | 38,68 |
| 2019 | 1 | 1 | 3 | 46,14 |
| 2019 | 1 | 1 | 4 | 47,06 |
| 2019 | 1 | 1 | 5 | 47,04 |
| 2019 | 1 | 1 | 6 | 47,04 |
| 2019 | 1 | 1 | 7 | 47,06 |
| 2019 | 1 | 1 | 8 | 44,97 |
| 2019 | 1 | 1 | 9 | 36,22 |
| 2019 | 1 | 1 | 10 | 44,9 |
| 2019 | 1 | 1 | 11 | 49 |
| 2019 | 1 | 1 | 12 | 40,37 |
| 2019 | 1 | 1 | 13 | 48,4 |
| 2019 | 1 | 1 | 14 | 48,77 |
| 2019 | 1 | 1 | 15 | 48,26 |
| 2019 | 1 | 1 | 16 | 47,8 |

Figura 4.5 Modificación del archivo original de ESIOS

Establecidos los datos de manera independiente, se puede proceder a realizar análisis sobre los mismos.

Una herramienta de análisis de datos muy potente proporcionada por el *Excel* son las denominadas: tablas dinámicas. Éstas son una herramienta avanzada para calcular, resumir y analizar datos que permiten establecer comparaciones, patrones y tendencias en ellos. Para nuestro análisis calcularemos el promedio, tanto horario anual como mensual, de las diferentes variables mencionadas. Se muestra un ejemplo en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Tabla dinámica de la demanda real 2019 en MWh

| Hora/Mes | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre | Total general |
|---------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|-----------|---------------|
| 0 | 28.249,21 | 27.380,47 | 25.668,34 | 25.253,43 | 24.752,38 | 25.946,33 | 28.350,35 | 26.719,21 | 25.296,34 | 24.327,95 | 25.883,30 | 25.275,56 | 26.086,76 |
| 1 | 26.150,40 | 25.523,51 | 24.134,09 | 23.606,09 | 23.435,31 | 24.579,46 | 26.716,12 | 25.136,49 | 24.022,77 | 23.068,56 | 24.218,89 | 23.382,00 | 24.493,66 |
| 2 | 24.768,25 | 24.252,36 | 23.120,61 | 22.480,50 | 22.441,59 | 23.520,20 | 25.444,90 | 23.935,63 | 23.071,56 | 22.102,88 | 23.083,22 | 22.113,81 | 23.354,71 |
| 3 | 24.092,37 | 23.695,41 | 22.616,20 | 21.919,52 | 21.999,94 | 22.971,23 | 24.746,40 | 23.278,11 | 22.593,42 | 21.708,20 | 22.528,26 | 21.453,05 | 22.796,07 |
| 4 | 23.899,46 | 23.534,95 | 22.478,87 | 21.732,93 | 21.836,33 | 22.737,83 | 24.402,40 | 22.898,02 | 22.384,06 | 21.560,96 | 22.367,92 | 21.224,20 | 22.583,47 |
| 5 | 24.317,14 | 23.945,12 | 22.868,91 | 22.021,31 | 22.061,31 | 22.892,86 | 24.464,32 | 22.951,83 | 22.535,28 | 21.817,11 | 22.757,47 | 21.612,73 | 22.848,12 |
| 6 | 26.226,09 | 25.917,93 | 24.618,84 | 23.655,30 | 23.391,85 | 23.874,07 | 25.692,54 | 24.014,09 | 23.898,21 | 23.443,12 | 24.621,92 | 23.302,01 | 24.379,54 |
| 7 | 29.838,34 | 29.448,20 | 27.017,66 | 26.035,44 | 25.184,01 | 25.444,63 | 27.205,56 | 25.189,97 | 26.111,83 | 26.226,46 | 27.681,88 | 26.170,79 | 26.779,67 |
| 8 | 32.545,39 | 31.591,33 | 28.925,96 | 27.814,69 | 27.142,03 | 27.319,37 | 29.163,18 | 26.714,23 | 27.261,50 | 27.889,30 | 29.605,51 | 28.234,33 | 28.667,50 |
| 9 | 34.155,53 | 33.136,43 | 30.395,23 | 29.378,48 | 28.528,05 | 28.933,10 | 31.325,24 | 28.855,34 | 28.762,48 | 28.930,18 | 31.100,30 | 29.810,50 | 30.260,42 |
| 10 | 35.349,27 | 33.803,86 | 31.076,21 | 30.277,61 | 29.328,08 | 30.085,37 | 32.842,76 | 30.434,98 | 29.895,83 | 29.737,82 | 31.945,84 | 30.959,58 | 31.299,28 |
| 11 | 35.532,70 | 33.750,35 | 31.212,93 | 30.557,65 | 29.730,39 | 30.734,35 | 33.740,05 | 31.560,92 | 30.637,11 | 30.167,99 | 32.123,25 | 31.216,34 | 31.738,58 |
| 12 | 35.118,24 | 33.354,38 | 31.063,90 | 30.656,54 | 30.066,27 | 31.306,79 | 34.693,11 | 32.519,17 | 31.325,97 | 30.557,28 | 32.087,11 | 31.013,20 | 31.975,84 |
| 13 | 34.959,47 | 33.141,61 | 30.975,02 | 30.522,87 | 30.191,36 | 31.635,91 | 35.334,53 | 33.203,26 | 31.748,83 | 30.712,80 | 32.111,46 | 31.035,25 | 32.129,59 |
| 14 | 34.038,34 | 32.214,32 | 30.149,60 | 29.739,09 | 29.506,74 | 31.087,38 | 35.032,84 | 33.086,45 | 31.231,43 | 29.977,11 | 31.385,64 | 30.404,30 | 31.488,67 |
| 15 | 33.159,03 | 31.335,81 | 29.227,91 | 28.819,98 | 28.662,99 | 30.316,93 | 34.404,61 | 32.360,19 | 30.458,38 | 29.133,65 | 30.563,15 | 29.532,87 | 30.665,96 |
| 16 | 32.707,53 | 30.793,82 | 28.550,46 | 28.236,99 | 28.210,86 | 29.985,58 | 34.120,82 | 31.950,14 | 30.110,37 | 28.734,28 | 30.139,80 | 29.128,33 | 30.224,34 |
| 17 | 32.725,74 | 30.478,86 | 28.193,66 | 27.870,34 | 28.038,86 | 29.903,14 | 33.931,99 | 31.640,58 | 29.919,94 | 28.603,11 | 30.390,62 | 29.439,18 | 30.097,80 |
| 18 | 34.350,08 | 30.857,89 | 28.078,25 | 27.600,91 | 27.784,81 | 29.600,58 | 33.403,46 | 31.233,76 | 29.557,08 | 28.602,82 | 32.219,50 | 31.175,87 | 30.374,97 |
| 19 | 35.913,09 | 33.484,33 | 29.874,17 | 27.783,43 | 27.793,60 | 29.462,04 | 33.002,05 | 30.763,20 | 29.325,86 | 29.335,67 | 33.012,88 | 31.777,52 | 30.951,58 |
| 20 | 36.457,97 | 34.615,50 | 32.008,07 | 28.903,54 | 28.267,99 | 29.504,96 | 32.560,65 | 30.521,63 | 30.536,76 | 31.032,70 | 33.333,07 | 32.140,26 | 31.644,52 |
| 21 | 36.021,75 | 34.236,02 | 31.746,94 | 30.829,65 | 29.242,61 | 29.651,66 | 32.384,61 | 31.377,96 | 31.233,46 | 30.477,22 | 32.616,02 | 31.702,72 | 31.781,10 |
| 22 | 33.849,47 | 32.099,29 | 29.773,61 | 29.192,04 | 28.393,08 | 29.367,08 | 31.968,43 | 30.417,97 | 28.880,36 | 27.942,46 | 30.415,52 | 29.803,96 | 30.167,26 |
| 23 | 30.948,02 | 29.401,69 | 27.376,60 | 27.087,97 | 26.270,04 | 27.385,53 | 29.912,91 | 28.397,87 | 26.685,62 | 25.779,18 | 27.910,48 | 27.336,77 | 27.868,49 |
| Total general | 31.473,87 | 30.083,06 | 27.971,19 | 27.165,68 | 26.760,85 | 27.843,60 | 30.618,49 | 28.715,04 | 27.811,85 | 27.154,41 | 28.920,96 | 27.885,21 | 28.527,41 |



En el ejemplo de la tabla 4.1, para cada fila se tiene el promedio horario mensual para esa hora y en la última columna el promedio horario anual para dicha hora. En cambio, para cada columna se tiene el promedio horario del mes seleccionado y en la última fila el promedio mensual del año.

4.2.2 Cálculo de los desvíos

Para calcular los desvíos, tanto de la demanda como de las diferentes tecnologías elegidas, se aplicará la ecuación número (1), con la particularidad de que en el cálculo del PHL (ecuación número (2)), no se incluirá el ERSINT puesto que ESIOS no lo proporciona, además de ser un dato poco relevante a efectos de desvíos.

Así, pues identificando las variables de la ecuación número (2) con las obtenidas de ESIOS, los desvíos resultan:

$$\mathbf{Desvío}_{demanda} = \mathbf{Demanda\ real} - \mathbf{Demanda\ P48\ total} \quad (14)$$

$$\mathbf{Desvío}_{tec.generación} = \mathbf{Generación\ T.REAL} - \mathbf{Generación\ P48} \quad (15)$$

Dichos desvíos serán a subir o bajar según sean consumidores o generadores y según si son positivos o negativos (tabla 3.1). Para saber si son a favor o en contra del sistema, se compararán con el SNSB (tabla 3.2), siguiendo lo explicado anteriormente en el punto 3.4 del presente trabajo.

4.3 Resultados del análisis

Con el presente análisis se pretende mostrar el comportamiento de los desvíos en el sistema eléctrico español a lo largo del año 2019. Analizando, en primer lugar, la evolución de los diferentes precios, explicados anteriormente, y sus posibles correlaciones con la demanda. Seguidamente se analizarán, por separado, desvíos globales del sistema, demanda y de las tecnologías renovables eólica y fotovoltaica. Finalizando, con un análisis de cómo influyen estos tres sujetos de mercado en los desvíos globales del sistema; y también con un análisis comparativo de cómo ha evolucionado tanto el sistema como estos tres sujetos de mercado respecto al año 2016.

4.3.1 Evolución de los precios y SNSB

En este primer punto se muestra cual ha sido la evolución anual del precio de mercado diario (PMD), precio de los desvíos a subir (PDS) y el precio de los desvíos a bajar (PDB).

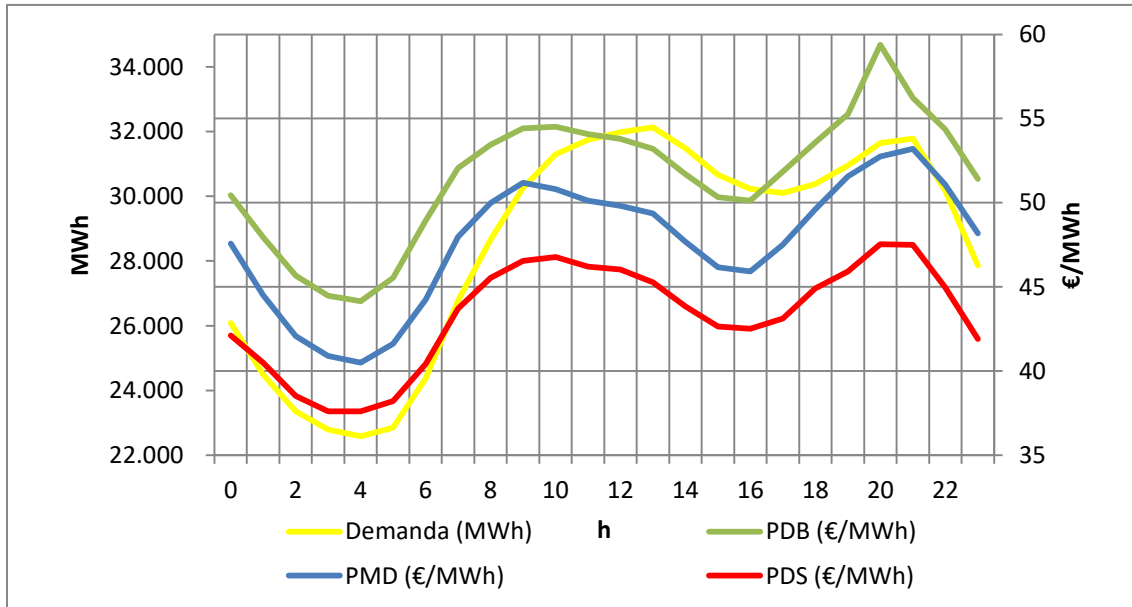


Figura 4.6 Demanda media y precio medio horario anual de los desvíos a subir, a bajar y del mercado diario en 2019

Como vemos en la figura 4.6, estos precios siguen claramente el patrón de la demanda, produciéndose los mínimos en la horas valle (3:00-5:00 h) y los máximos en las horas punta (20:00-22:00 h). Para poder ver de una manera más clara cuál es el coste o pérdida de beneficio que producen los desvíos, cómo se ha comentado anteriormente, es más interesante ver la diferencia entre el precio de los desvíos y el precio spot. Por tanto, a partir de ahora cuando se hable de precio de desvío, ya sea a subir o a bajar, nos referiremos a la diferencia entre los mismos y el precio de mercado.

Cabe recordar que estos precios son principalmente dependientes de los precios resultantes del mercado de servicios de ajuste y balance del sistema y del saldo neto horario que finalmente se produzca, por lo que si se es capaz de predecir en cierta medida lo segundo, será posible influir en el precio final de desvío tanto por parte de los sujetos que cometen los desvíos como de los que los corrigen.

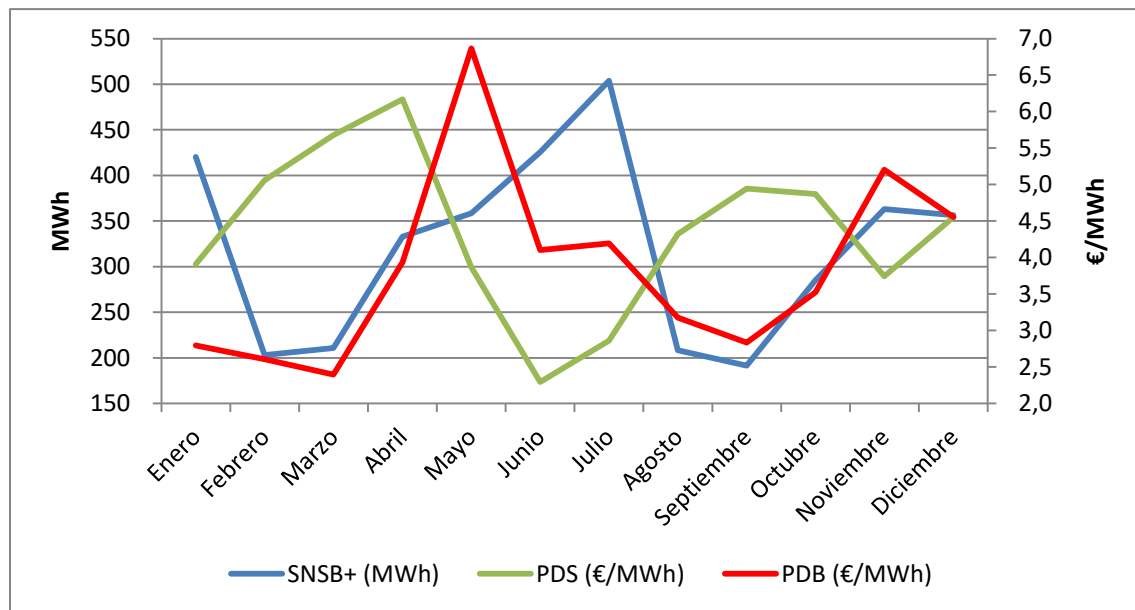


Figura 4.7 Comparativa mensual entre el saldo medio neto positivo y el precio medio de los desvíos

En la figura 4.7 vemos la influencia del saldo neto de las energías a subir y bajar (SNSB) o energía neta de balance del sistema en los precios. Se muestra el saldo neto positivo (SNSB+), es decir, cuando en el sistema existe un déficit de generación o exceso de consumo y los servicios de ajuste tienen que actuar aumentando la generación.

Las curvas de precios presentan curvaturas opuestas, ya que cuando una curva presenta valores menores significa que se está acercando a la curva de precio de mercado, recordando que un desvío valorado a precio de mercado es un desvío cometido a favor del sistema y no penalizado. Por tanto, si la curva de precios de desvíos para un determinado sentido se acerca más a cero, la del sentido contrario debe de aumentar su valor, significando que de haber cometido un desvío en este sentido ha tenido más probabilidades de ser contra el sistema.

Se observa como cuando el SNSB positivo es bajo, el precio de los desvíos a subir aumenta, pues va en contra del sistema, mientras que el precio de los desvíos a bajar disminuye, puesto que va a favor del sistema. Cuando el SNSB positivo aumenta ocurre lo contrario, como ya se ha comentado en capítulos anteriores.

Centrándonos en los meses, se observa que entre diciembre-enero y junio-julio es cuando mayor déficit de generación existe en el sistema, con la consiguiente actuación de los servicios de ajuste aumentándola. Dichos meses coinciden con los de mayor demanda.

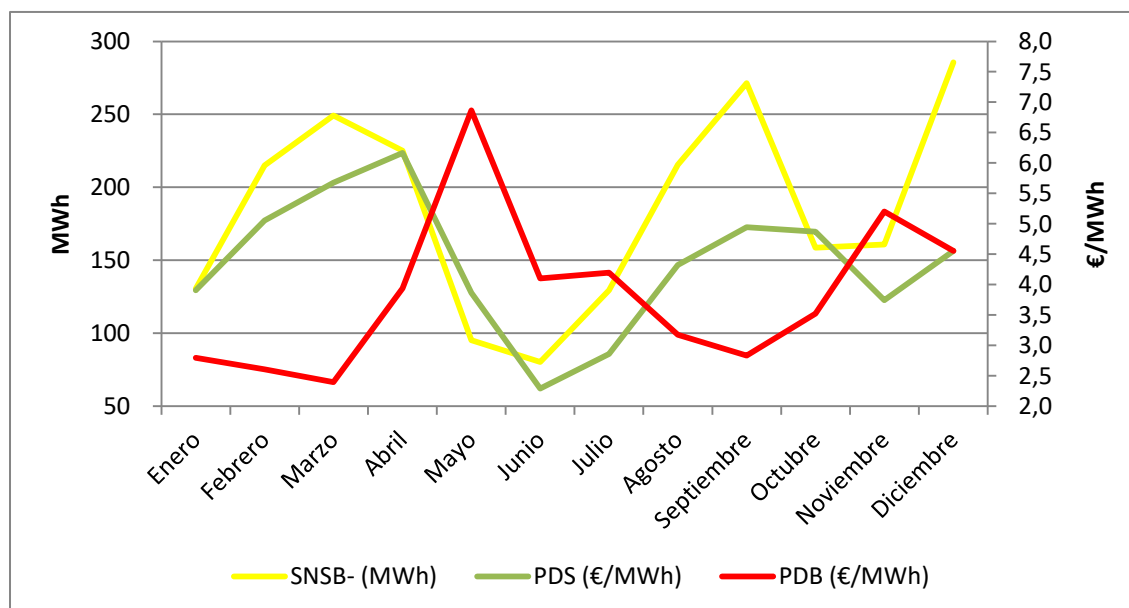


Figura 4.8 Comparativa mensual entre el saldo medio neto negativo y el precio medio de los desvíos

En la figura 4.8 se muestra la influencia del saldo neto de las energías a subir y bajar negativo (SNSB-) en los precios. Como se ha comentado en los capítulos anteriores, el SNSB negativo ocurre cuando existe en el sistema un exceso de generación o falta de consumo, y los servicios de ajuste tienen que actuar disminuyendo la generación.

En esta ocasión, cuando el SNSB negativo aumenta, el precio de los desvíos a bajar disminuye (a favor del sistema), mientras que el precio de los desvíos a subir aumenta (en contra del sistema). Con ello se pone de manifiesto el concepto de desvíos en contra y a favor del sistema.

Si nos centramos en los meses, la evolución es contraria a la del SNSB positivo. El SNSB negativo presenta sus valores máximos en la pareja de meses marzo-abril y septiembre octubre, coincidiendo con los meses de menor demanda.

La relación demanda con la energía neta de balance se muestra en la figura 4.9. Dónde como se ha comentado, cuando la demanda crece (eje de ordenadas izquierdo), lo hace también el SNSB positivo (eje de ordenadas derecho) y, en cambio, el SNSB negativo decrece. Ocurre lo contrario si la demanda disminuye.

Vemos que existe una clara relación entre demanda, precios y energía neta de balance, dónde la más determinante es la demanda, pues está es la que marca el devenir de las demás. Si la demanda aumente, la energía neta de balance lo hacen también y a la inversa si la demanda decrece; y como ya se ha comentado, está última determina en gran medida, el precio de los desvíos

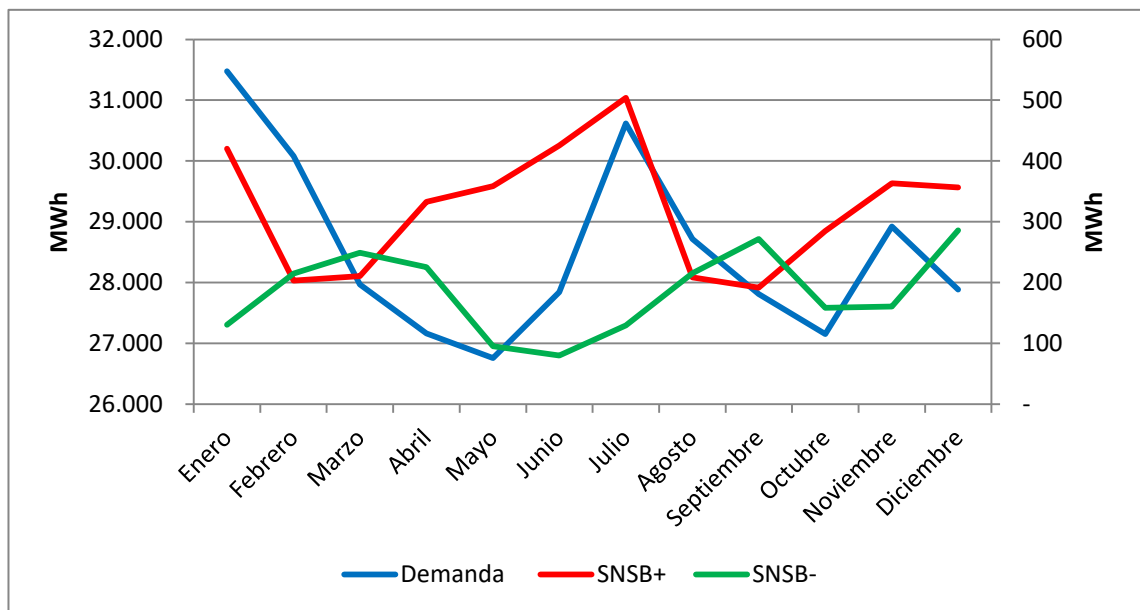


Figura 4.9 Demanda media y saldo neto medio mensuales 2019

4.3.2 Desvíos y costes del sistema

En el año 2019 la producción de energía eléctrica total fue de 249.900.129,52 MWh.

Un 1,13 %, equivalente a 2.825.455,10 MWh, fue generado mediante los servicios de ajuste, debido a errores en la programación los cuales se traducen, en déficits de generación o excesos de consumo en el sistema (corresponde al saldo neto positivo SNSB+). Estos desvíos de menor generación o mayor consumo que hacen aumentar la producción de los mecanismos de regulación corresponden a los ya definidos desvíos a bajar.

Del mismo modo se produjeron desvíos que obligaron a estos mismos servicios de ajuste a disminuir su producción a pesar de tenerla programada previamente en el mercado. En total, 1.616.134,80 MWh, un 0,65 % de la generación anual, fueron dejados de producir con el objetivo de mantener el equilibrio generación-demanda debido a excesos en la producción o disminuciones en el consumo (corresponde al saldo neto negativo SNSB-). Estos desvíos de mayor generación o menor consumo que obligan a los mecanismos de regulación a disminuir su producción corresponden a los ya definidos desvíos a subir.

Hay que aclarar que cuando nos referimos al sistema, éste incluye a todos los sujetos de mercado, tanto generadores como consumidores. El desvío del sistema (SNSB) será la agregación de los desvíos individuales de cada sujeto de mercado (ecuación (3)).

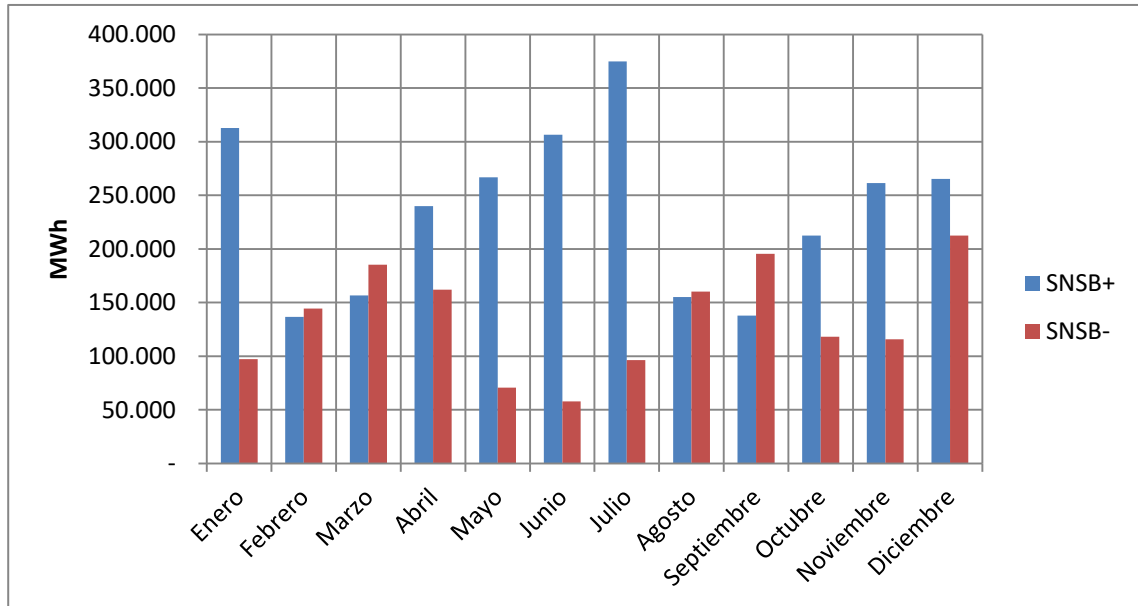


Figura 4.10 Desvíos del sistema 2019

En la figura 4.10 vemos los desvíos del sistema (SNSB) para el año 2019. Como se ve en la misma, los desvíos a bajar (SNSB+) del sistema fueron muy superiores a los desvíos a subir (SNSB-), 1,13% frente a 0,65%. El sistema se desvía a bajar principalmente en los tríos de meses noviembre-diciembre-enero y mayo-junio-julio, coincidiendo este último trío con los mínimos de los desvíos a subir, reafirmando la idea de relación inversa que posee los desvíos a bajar y subir. Por otro parte, los desvíos a subir solo son superiores a los de bajar en los meses de febrero-marzo-agosto, por muy poca diferencia, y en septiembre, con una diferencia más considerable.

Estos aumentos y disminuciones de producción por parte servicio de ajuste se traducen, en 5191 horas (59% del tiempo) en las que se ha tenido que aumentar la producción y 3569 horas (41% del tiempo) en las que se ha tenido que disminuir. Si se desprecian las horas que llevan asociadas un desvío menor a 300 MWh en cualquiera de los dos sentidos, resultan 3387 y 1965 horas en las que se ha subido y bajado la producción, correspondiendo a 2.557.536,10 MWh y 1.386.702,80 MWh respectivamente. Esto implica que un 61% del tiempo se están cometiendo desvíos globales del sistema mayores a 300 MWh.

Pasamos, a continuación, a centrarnos en los costes o más bien, sobrecostes asociados a estos desvíos globales.

El sobrecoste de aumento de la producción corresponde a la diferencia entre lo que cuesta generar la energía a precio de desvío a bajar y lo que costaría de haberse programado en mercado diario, según se ha explicado en el punto 4.1.4 (ecuación número (12)). Esto supone 27.004.469,62 € que los servicios de ajuste han tenido que pagar por generar una energía no prevista.

El sobrecoste de disminución de la producción corresponde al hecho de que, habiéndosele pagado al mecanismo de regulación por una cantidad de energía programada a precio de mercado diario y al no haberse utilizado dicha energía, éste debe devolver un pago

igual a esa cantidad de energía a precio de desvío a subir, lo cual será una cantidad menor que la recibida previamente, generando un coste por una energía no generada finalmente (ecuación número (13)). Este sobrecoste es igual a 20.165.579,35 €. Esta cantidad representa la pérdida de beneficio para los sujetos de mercado por no haber generado/consumido a lo que se comprometieron previamente.

Resultando un sobrecoste total de 47.170.048,97 € (57% por aumento de la generación y 43% por disminución de la misma).

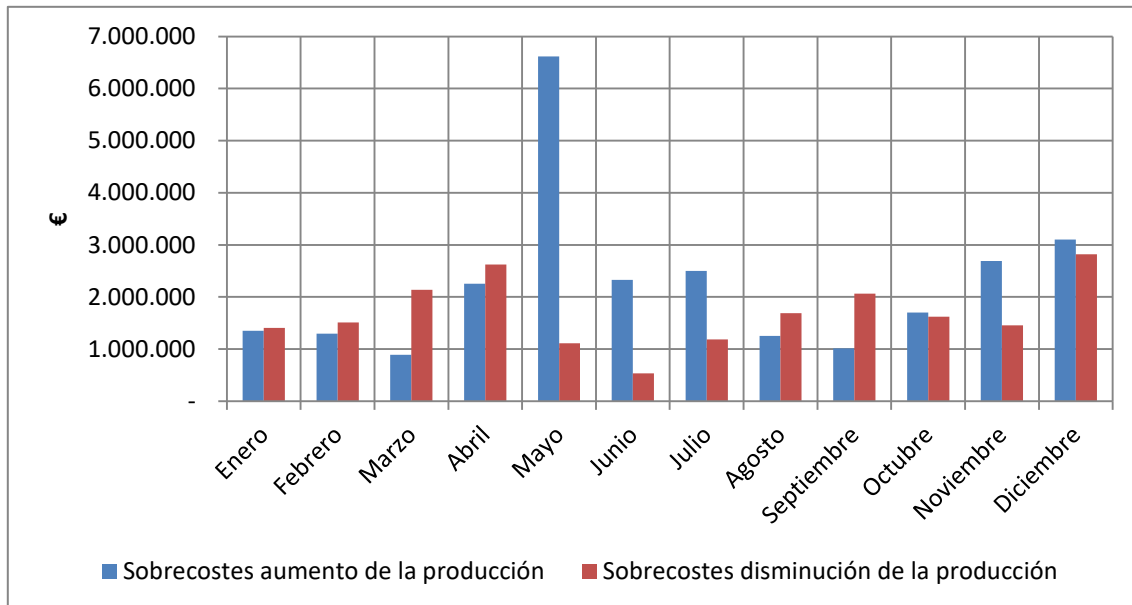


Figura 4.11 Sobrecostes derivados de la actuación de los servicios de ajuste para corregir los desvíos

En la figura 4.11 vemos la evolución del coste asociado al saldo neto horario del sistema a lo largo del 2019. En los siguientes puntos se intentará demostrar el porqué de esta tendencia, analizado a los sujetos de mercado: demanda y tecnologías renovables eólica y fotovoltaica.

4.3.3 Desvíos y costes de la demanda

Se ha visto y comentado en los puntos anteriores que la demanda influye de cierta manera en los desvíos. Este es un argumento con fundamento puesto que siempre se hace la programación de la generación conforme a las previsiones de demanda, por lo que si las previsiones de demanda fallan se cometerán más desvíos.

En 2019 la demanda total ascendió a 249.900.129,52 MWh, distribuido mensualmente conforme muestra la figura 4.12.

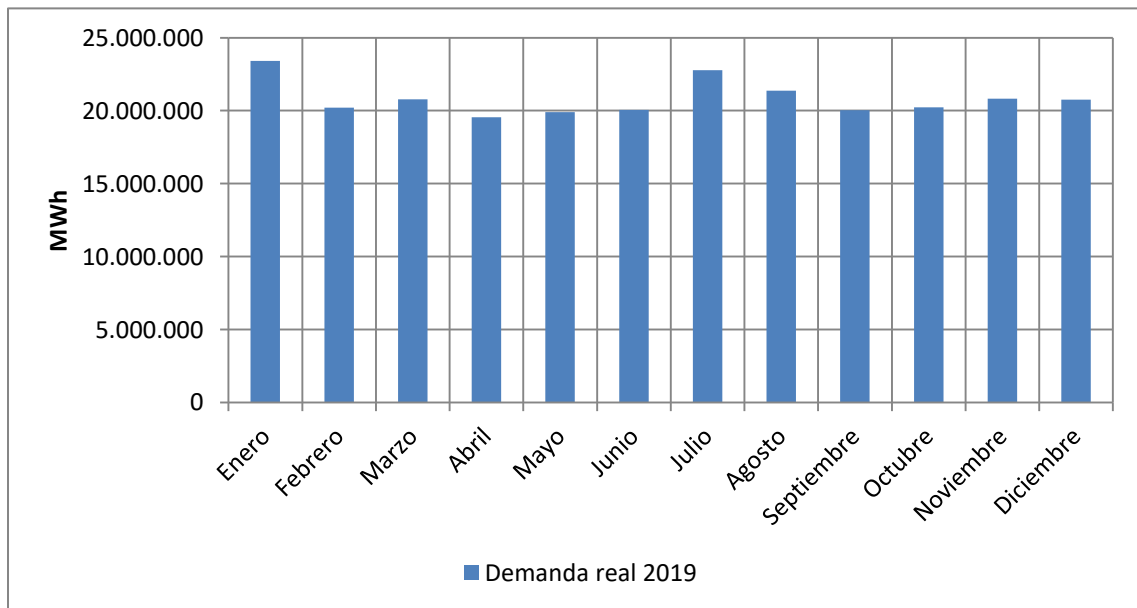


Figura 4.12 Distribución mensual de la demanda 2019

Alcanzándose el máximo en el mes de enero (9,4% del total), destacando también julio (9,1%). La media se establece en torno a los 20.000 GWh mensuales.

Comparando la figura 4.12 con la 4.10, se pone de manifiesto la relación entre demanda y desvíos. En los meses en que la demanda aumenta, lo hacen también los desvíos a bajar del sistema (falta de generación), disminuyendo, por tanto, los desvíos a subir del sistema.

Centrándonos en los desvíos de la demanda (calculados según ecuación (4.10), punto 4.2.2 del presente trabajo), el 0,38% (941.159,59 MWh) de la demanda total corresponde a energía consumida sin haber sido programada. Estos desvíos, al encontrarse en la situación de menor producción o mayor consumo, corresponderán a los desvíos a bajar.

En cambio, el 0,30% (749.018,94 MWh) de la demanda total fue incluida en la programación y no llegó a consumirse. Estos desvíos al encontrarse en la situación de mayor producción o menor consumo, corresponderán a los desvíos a subir.

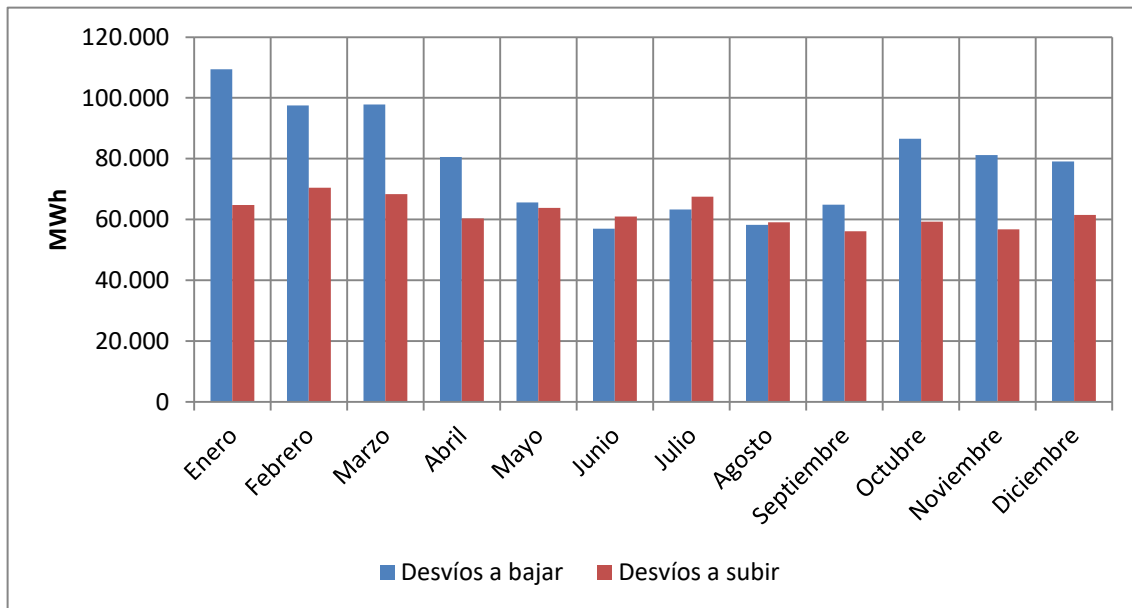


Figura 4.13 Desvíos de la demanda 2019

En la figura 4.13 se observa como la demanda se desvía mucho más a bajar que a subir (56% de desvíos a bajar frente a 44% a subir), desviándose a bajar especialmente en los meses en los que más consume.

Dentro de estos desvíos, hay que diferenciar entre los que van a favor o en contra del sistema. En la tabla 4.2 vemos los resultados.

Tabla 4.2 Desvíos a favor y en contra del sistema de la demanda

| | Desvíos a bajar | Desvíos a subir | Energía desviada total |
|-----------------------|-----------------|-----------------|------------------------|
| TOTAL (MWh) | 941.159,59 | 749.018,94 | 1.690.178,54 |
| A favor del sistema | 40,74% | 56,61% | 807.502,00 |
| En contra del sistema | 59,26% | 43,39% | 882.676,54 |

En la tabla 4.2, observamos que además prácticamente el 60% de los desvíos a bajar de la demanda fueron en contra del sistema, originando por consiguiente un sobrecoste. Respecto a los desvíos a subir, se desvía más favorablemente que en contra. La evolución mensual de los desvíos en contra se muestra en la figura 4.14.

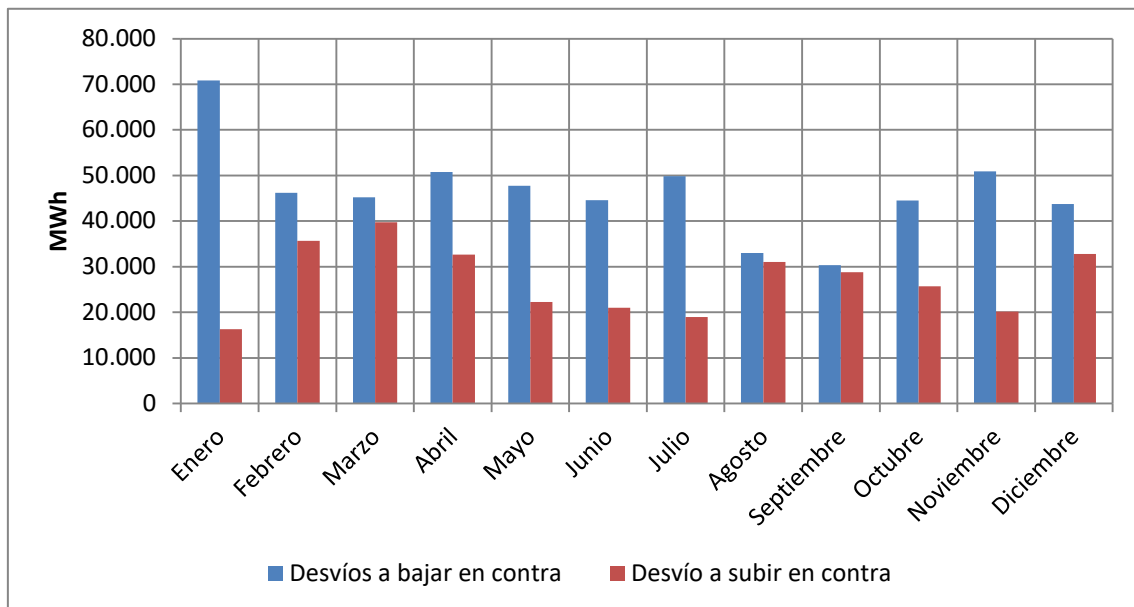


Figura 4.14 Desvíos en contra del sistema por parte de la demanda 2019

Evaluando los sobrecoste de los desvíos en contra (ecuaciones (12) y (13)) resultan los datos de la tabla 4.3. Recordar que los desvíos a favor no originan ningún sobrecoste, cómo se ha explicado anteriormente.

Tabla 4.3 Sobrecostes de los desvíos de la demanda 2019

| | A bajar | A subir |
|------------------|----------------|----------------|
| Sobrecoste | 3.240.873,19 € | 3.748.414,67 € |
| Sobrecoste total | 6.989.287,86 € | |
| Porcentaje | 46,37% | 53,63% |

Aunque los desvíos a bajar en contra sean superior a los de subir, éstos últimos resultan un pocos más caros debido al precio de los desvíos, por lo que se puede inducir que la demanda comete desvíos a subir en contra del sistema cuando los precios de los mismos son más elevados.

4.3.4 Desvíos y costes de las renovables

Estudiamos, por último, los desvíos de las tecnologías renovables eólica y fotovoltaica. Se han elegido éstas dos por dos motivos: el primero es que éstas dos tecnologías renovables son las predominantes en el sistema eléctrico español (a excepción de la hidráulica) y el segundo es la imposibilidad de controlar su fuente primaria de energía, estas tecnologías depende del viento y del Sol respectivamente, y las programaciones de sus respectivas generaciones se hacen acorde a las previsiones meteorológicas de dichos recursos, por lo que si estos fallan, en principio la renovables cometerán más desvíos que el resto. Pretendemos estudiar si es así o no.

4.3.4.1 Tecnología eólica

La tecnología de generación eólica representa el 24,1% (a 31 de diciembre de 2019) de la potencia instalada total (104.801 MW) del parque de generación español. En 2019 generó 52.381.684,66 MWh, es decir, un 20,96% de la generación total. Su distribución de generación se muestra en la figura 4.15.

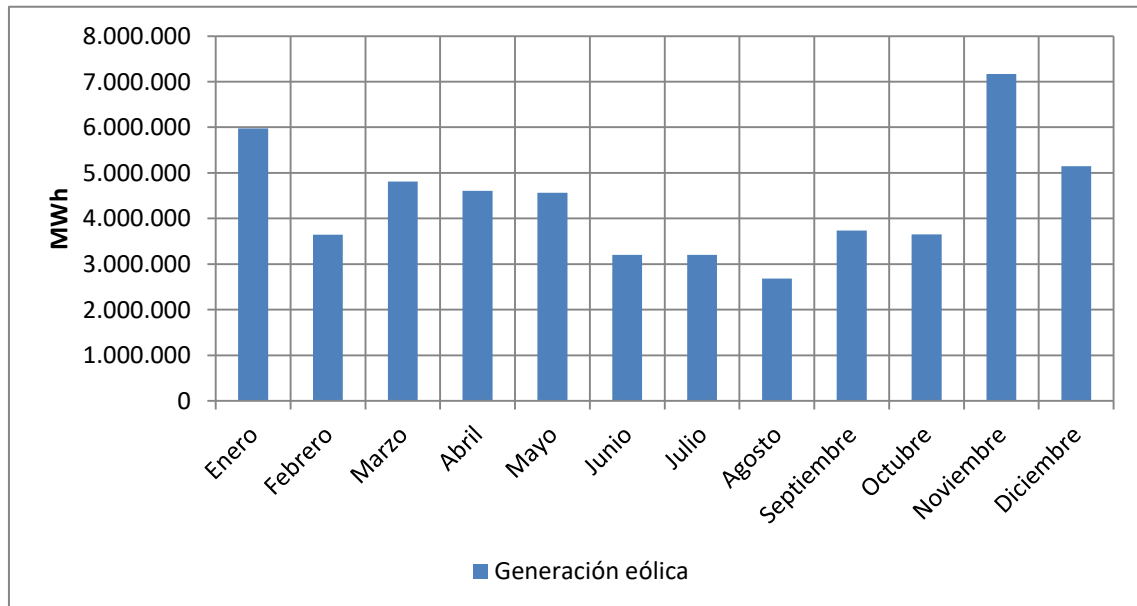


Figura 4.15 Generación mensual eólica 2019

Vemos que genera sus máximos en los meses de fríos y los mínimos en los calurosos.

Respecto a los desvíos, obtenemos los siguientes resultados (tabla 4.4).

Tabla 4.4 Desvíos a favor y en contra del sistema de la eólica

| | Desvíos a bajar | Desvíos a subir | Energía desviada total |
|------------------------------|-----------------|-----------------|------------------------|
| TOTAL (MWh) | 1.956.127,49 | 1.247.724,84 | 3.203.852,33 |
| A favor del sistema | 22,03% | 34,54% | 861.876,05 |
| En contra del sistema | 77,97% | 65,46% | 2.341.976,28 |

En primer lugar, reseñar que la tecnología eólica en cuanto a energía neta de desvío se desvía mucho más que la demanda, 3.203.852,33 frente a 1.690.178,54 MWh. Respecto a los desvíos a favor y en contra, se desvía mucho más en contra, como era de prever debido al carácter de su recurso. Dentro de éstos últimos el 78% de los desvíos a bajar son en contra, es decir, no ha generado 1.525.189,46 MWh de lo que se había comprometido inicialmente y además perjudicando al sistema. Del otro lado, ha generado de más 829.927,16 MWh en contra del sistema.

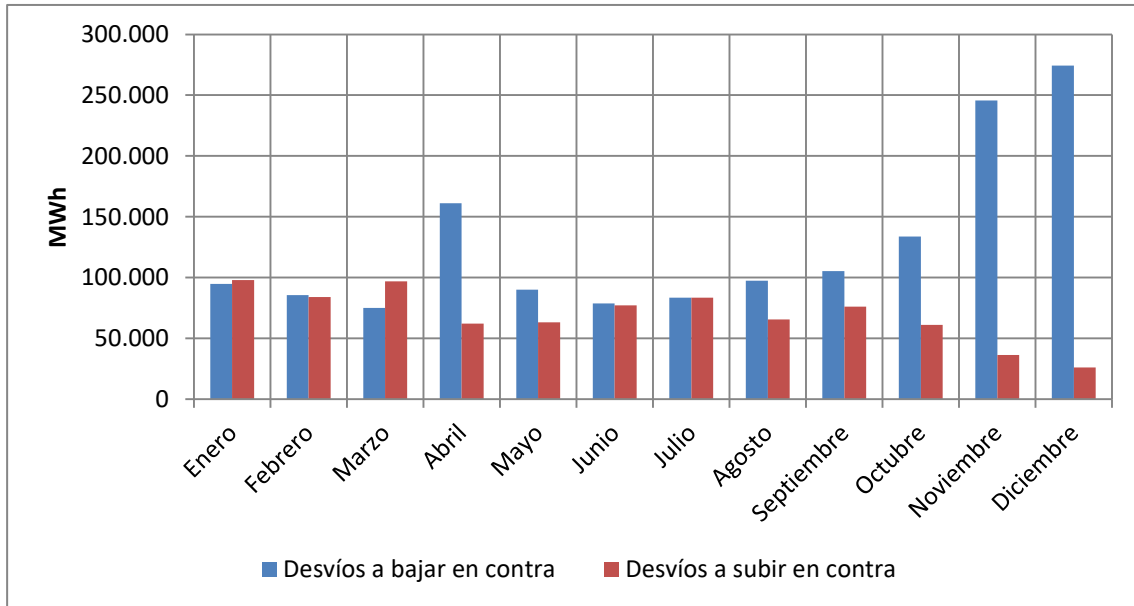


Figura 4.16 Desvíos en contra del sistema por parte de la eólica.

En la figura 4.16 vemos que curiosamente los desvíos a bajar los comete en los meses que más produce y que los desvíos a bajar son ampliamente superiores a los de subir, 64,76% frente a 35,24% de los desvíos en contra.

Centrándonos en los sobrecostes, resulta.

Tabla 4.5 Sobrecostes asociados a la eólica

| | A bajar | A subir |
|------------------|-----------------|----------------|
| Sobrecoste | 14.157.271,80 € | 9.674.295,71 € |
| Sobrecoste total | 23.831.567,51 € | |
| Porcentaje | 59,41% | 40,59% |

El sobrecoste asociado a los desvíos a bajar es el coste añadido que tiene que pagar la tecnología eólica por no generar la energía a la que se había comprometido. En cambio, el sobrecoste asociado a los desvíos a subir representa la pérdida de beneficio para la tecnología eólica por haber generado una energía fuera de mercado.

En esta ocasión, la relación de porcentajes entre energía desviada y sobrecostes si es similar, cosa que no ocurriría con la demanda y además, la tecnología eólica pierde más dinero debido a que no genera a lo que se ha comprometido que lo que deja de ganar por producir en exceso, lo que pone de manifiesto la necesidad tanto, de saber con gran fiabilidad la previsión el recurso eólico como de saber gestionarlo.

4.3.4.2 Tecnología solar fotovoltaica

La tecnología de generación solar fotovoltaica representa el 8,2% (a 31 de diciembre de 2019) de la potencia instalada total (104.801 MW) del parque de generación español. En 2019 generó 9.267.162,15 MWh, es decir, un 3,71% de la generación total. Su distribución de generación se muestra en la figura 4.17.

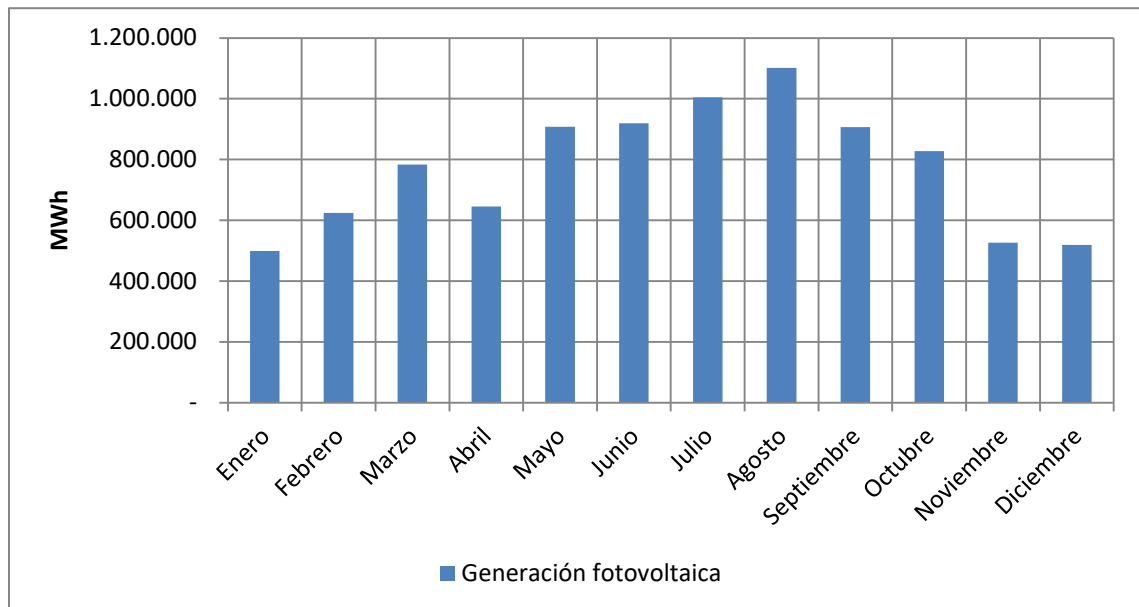


Figura 4.17 Generación mensual fotovoltaica 2019

Se observa en la figura 4.17, como es de esperar, que la tecnología de generación fotovoltaica centra su máxima generación en los meses de verano, principalmente julio y agosto; y sus mínimos en los meses de invierno.

En lo que respecta a los desvíos, resultan los datos de la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Desvíos a favor y en contra del sistema de la fotovoltaica

| | Desvíos a bajar | Desvíos a subir | Energía desviada total |
|------------------------------|-----------------|-----------------|------------------------|
| TOTAL (MWh) | 516.005,00 | 387.540,00 | 903.545,00 |
| A favor del sistema | 24,98% | 39,59% | 282.310,00 |
| En contra del sistema | 75,02% | 60,41% | 621.235,00 |

Destacar en primer lugar, que la fotovoltaica se desvía bastante menos que la eólica, 903,545 frente a 3.203.852,33 MWh. Centrándonos en cada tipo de desvío, si le ocurre igual que a la eólica, se desvía mucho más a bajar y en contra del sistema; y dentro de los desvíos a subir, los porcentajes son similares a los de la misma.

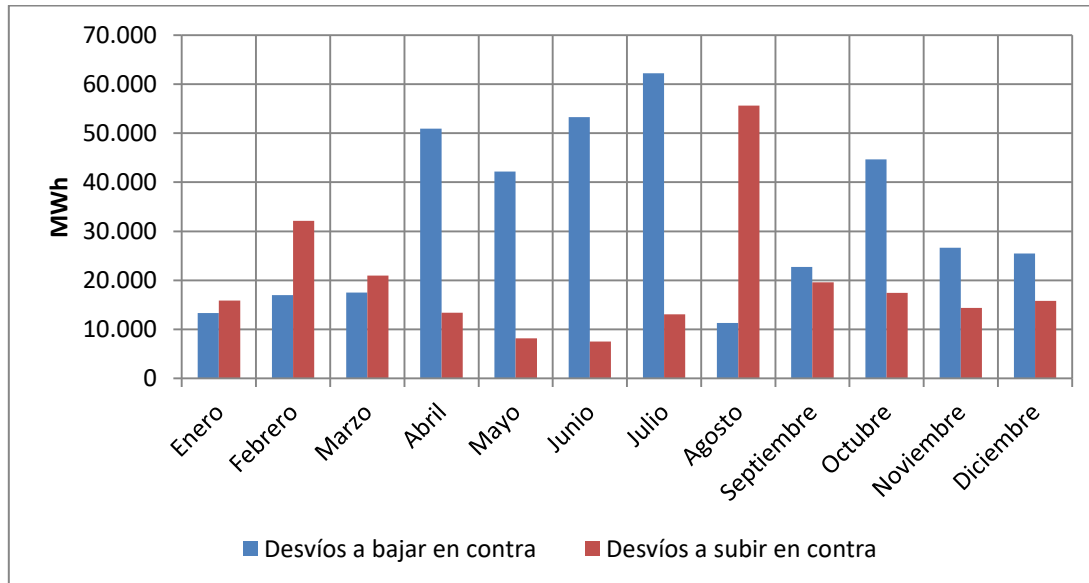


Figura 4.18 Desvíos en contra del sistema de la fotovoltaica

En cuanto a la distribución de los desvíos en contra, se observa en la figura 4.18 que se desvía a bajar, al igual que le ocurría a la eólica, en los meses en los que más produce; en cambio, destaca que el mes que más genera (agosto), es el que más se desvía a subir. Esta situación pone de manifiesto la dificultad de gestionar la generación cuando no se puede controlar el recurso primario. También, recalcar de nuevo, que cuando un tipo de desvío aumenta considerablemente el otro tiende a caer drásticamente.

Pasando a los costes, se obtiene (tabla 4.7):

Tabla 4.7 Sobrecostes asociados a la fotovoltaica

| | A bajar | A subir |
|------------------|----------------|----------------|
| Sobrecoste | 3.079.157,70 € | 2.282.909,90 € |
| Sobrecoste total | 5.362.067,60 € | |
| Porcentaje | 57,42% | 42,58% |

Observando los costes, en cuanto a porcentajes presenta la misma relación que la eólica. Respecto al sobrecoste neto no, pues se desvía mucho menos y éste último se acerca al coste neto de la demanda (unos 6 M€). La fotovoltaica también le supone un sobrecoste mayor no ser capaz de generar lo establecido que generar en exceso fuera de mercado.

4.3.5 Resumen y comparativa del análisis

Expuesto con detalle los resultados para el año 2019, procederemos en primer lugar a estudiar el aporte de cada tipo de sujeto de mercado analizado (demanda y generación eólica y fotovoltaica) a los desvíos y costes del sistema.



Los desvíos del sistema, como se ha comentado anteriormente, son el resultado de la suma individual de cada sujeto de mercado. El saldo neto (SNSB) final resultante será la suma de los desvíos contrarios al sistema de cada sujeto de mercado. Así, por ejemplo, El SNSB+ resultante será la suma de los desvíos a bajar contrarios al sistema. Análogamente para el SNSB-.

Tabla 4.8 Contribución de los sujetos de mercado a los desvíos globales del sistema

| | Desvíos a bajar (MWh) | Referidos al sistema | Desvíos a subir (MWh) | Referidos al sistema |
|-------------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|
| Sistema | 2.825.455 | | 1.616.135 | |
| Demanda | 557.710 | 19,74% | 324.967 | 20,11% |
| Generación Eólica | 1.525.189 | 53,98% | 829.927 | 51,35% |
| Generación Fotovoltaica | 387.130 | 13,70% | 234.105 | 14,49% |
| | | 87,42% | | 85,95% |

En la tabla 4.8 se observa que efectivamente, las tecnologías renovables son las principales causantes de los desvíos globales, especialmente la eólica pues es la responsable de más del 50% de los desvíos en ambos sentidos. La demanda también contribuye a los desvíos en un porcentaje nada despreciable (20% en ambos sentidos). El conjunto de estos tres sujetos de mercado abarcan más del 85% de los desvíos finales que sufre el sistema en ambos sentidos, el resto estará repartido entre los diferentes sujetos del mercado generadores (hidráulica, ciclo combinado, etc.).

En cuanto, a los sobrecostes la filosofía es la misma, el sobrecoste que tiene que pagar los servicios de ajustes a otros generadores por aumentar su producción cuando el sistema sufre un déficit de generación, es aportado por los generadores/consumidores que se han desviado a bajar en contra del sistema; y viceversa cuando ocurre un exceso de generación, esa pérdida de beneficio por generar de más fuera de mercado que cometen los generadores que se desvían a subir en contra del sistema, es la que reciben los generadores que absorben el desvío, disminuyendo su producción.

Tabla 4.9 Contribución de los sujetos de mercado a los sobrecostes globales del sistema

| | Sobrecostes Desvíos a Bajar (€) | Referidos al sistema | Sobrecostes Desvíos a Subir (€) | Referidos al sistema |
|-------------------------|---------------------------------|----------------------|---------------------------------|----------------------|
| Sistema | 27.004.470 | | 20.165.579 | |
| Demanda | 3.240.873 | 12,00% | 3.748.415 | 18,59% |
| Generación Eólica | 14.157.272 | 52,43% | 9.674.296 | 47,97% |
| Generación Fotovoltaica | 3.079.158 | 11,40% | 2.282.910 | 11,32% |
| | | 75,83% | | 77,88% |

De nuevo, las tecnologías renovables, como era de esperar, son las que más sobrecoste originan, lideradas de nuevo por la eólica con un 53% para los desvíos a bajar y 48% para los desvíos a subir. La demanda aporta más a los desvíos a subir que a bajar, esto puede ser debido al mayor coste de los precios de los desvíos a subir. La fotovoltaica aporta en torno al 11% en los dos sentidos. Por último, los tres sujetos de mercado abarcan más del 75% de los sobrecostes derivados de los desvíos.

Para terminar esta primera parte del resumen, se muestra una tabla comparativa entre los tres sujetos de mercado analizados.

Tabla 4.10 Comparativa entre desvíos y costes de los sujetos de mercado

| | | Demanda | Generación Eólica | Generación Fotovoltaica |
|---------------------------------|-----------|----------------|--------------------------|--------------------------------|
| Generación/Consumo (MWh) | | 249.900.129 | 52.381.685 | 9.267.162 |
| Desvíos a bajar (MWh) | A favor | 383.450 | 430.938 | 128.875 |
| | En contra | 557.710 | 1.525.189 | 387.130 |
| Sobrecostes Desvíos a bajar (€) | | 3.240.873 | 14.157.272 | 3.079.158 |
| Desvíos a subir (MWh) | A favor | 424.052 | 417.798 | 153.435 |
| | En contra | 324.967 | 829.927 | 234.105 |
| Sobrecostes Desvíos a subir (€) | | 3.748.415 | 9.674.296 | 2.282.910 |
| Coste total (€) | | 6.989.288 | 23.831.568 | 5.362.068 |
| Coste a bajar | | 46% | 59% | 57% |
| Coste a subir | | 54% | 41% | 43% |
| Pérdidas (€/MWh) | | 0,03 | 0,45 | 0,58 |

A destacar que los tres sujetos se desvían más a bajar en contra que a favor del sistema, no ocurriendo lo mismo con los desvíos a subir, donde la demanda lo hace más a favor y las renovables más en contra. Para concluir, resaltar las pérdidas por MWh consumido/generado, destacando la fotovoltaica que a pesar de ser la tecnología renovable que menos se desvía, si es la que más pierde en cuanto a costes, debido a que su relación costes-generación es mayor.

4.3.5.1 Comparativa entre los años 2019-2016

En segundo lugar, para ver la evolución de los desvíos en el sistema eléctrico comparamos los resultados obtenidos para el ejercicio 2019 con los del 2016, expuestos en el Trabajo ^{III}.

Tabla 4.11 Comparativa de los desvíos y costes del sistema 2019-2016

| Sistema | 2019 | 2016 | Incremento 19/16 |
|----------------------------|-------------|-------------|-------------------------|
| Desvíos a bajar (MWh) | 2.825.455 | 3.674.288 | -23% |
| Costes Desvíos a bajar (€) | 27.004.470 | 31.597.263 | -15% |
| Nº horas a bajar | 5.191 | 5.360 | -3% |
| P media a bajar (MW) | 544 | 685 | -21% |
| Desvíos a subir (MWh) | 1.616.135 | 1.777.038 | -9% |
| Costes Desvíos a subir (€) | 20.165.579 | 28.050.055 | -28% |
| Nº horas a subir | 3.569 | 3.400 | 5% |
| P media subir (MW) | 453 | 523 | -13% |
| Coste total (€) | 47.170.049 | 59.647.318 | -21% |
| Coste a bajar | 57% | 53% | |
| Coste a subir | 43% | 47% | |



Cómo se observa en la tabla 4.11, el sistema eléctrico español ha avanzado considerablemente para bien en lo que se refiere a los desvíos en tan solo tres años. Destaca, en primer lugar, la considerable reducción, en cuanto a energía neta desviada, resultando un 18,52% menos que en 2016. Esto se traduce, entrando en el sentido de cada desvío, en un decremento del 23% en cuanto a energía desviada a bajar, repercutiendo en costes en una disminución del 15%. En cuanto, en los desvíos a subir, la disminución en energía si es menor que la de los de bajar, 9% menos, pero esto se traduce en cuanto a costes en un 28% menos, de lo que se puede deducir que los precios de los desvíos a subir han bajado respecto a 2016. En lo que se refiere a las horas, como vemos son prácticamente parecidas. Todo esto infiere una reducción global de costes del 21% y se ha producido un cambio en cuanto el sentido a costes, si en 2016 los costes a bajar representaban el 53%, en 2019 representan el 43%. Por último, resaltar que el sistema aún se sigue desviando mucho más a bajar (déficit de generación) que a subir (exceso de generación).

Si estudiamos, a continuación, la evolución de los sujetos de mercado analizados respecto de 2016, resulta (Tabla 4.12)

Tabla 4.12 Comparativa de la demanda 2019-2016

| | 2019 | 2016 | Incremento 19/16 |
|---------------------------------|-------------|-------------|------------------|
| Consumo (MWh) | 249.900.129 | 249.579.078 | 0,13% |
| Desvíos a bajar (MWh) | 941.160 | 2.394.721 | -60,70% |
| Sobrecostes Desvíos a bajar (€) | 3.240.873 | 11.915.359 | -72,80% |
| Desvíos a subir (MWh) | 749.019 | 1.576.546 | -52,49% |
| Sobrecostes Desvíos a subir (€) | 3.748.415 | 10.751.391 | -65,14% |
| Coste total (€) | 6.989.288 | 22.666.750 | -69,17% |
| Pérdidas (€/MWh) | 0,03 | 0,09 | -69,20% |

Comenzando por la demanda, se observa la mejoría prácticamente exponencial en tan solo tres años. Esto manifiesta la mejoría del sistema en cuanto a previsiones y control de la demanda.

Tabla 4.13 Comparativa de la eólica 2019-2016

| | 2019 | 2016 | Incremento 19/16 |
|---------------------------------|------------|------------|------------------|
| Generación (MWh) | 52.381.685 | 47.018.203 | 11,41% |
| Desvíos a bajar (MWh) | 1.956.127 | 2.136.801 | -8,46% |
| Sobrecostes Desvíos a bajar (€) | 14.157.272 | 12.364.606 | 14,50% |
| Desvíos a subir (MWh) | 1.247.725 | 1.312.273 | -4,92% |
| Sobrecostes Desvíos a subir (€) | 9.674.296 | 8.765.935 | 10,36% |
| Coste total (€) | 23.831.568 | 21.130.541 | 12,78% |
| Pérdidas (€/MWh) | 0,45 | 0,45 | 1,23% |



Respecto a la eólica vemos que a pesar de haber aumentado su producción casi un 12% y haber disminuido su energía de desvío, los costes se han incrementado el torno al 13%. Esto es debido a que, como ya hemos visto anteriormente, es la que comete la mayor parte de los desvíos en contra y por consecuencia hace que aumenten los precios.

Tabla 4.14 Comparativa de la fotovoltaica 2019-2016

| | 2019 | 2016 | Incremento 19/16 |
|---------------------------------|-----------|-----------|------------------|
| Generación (MWh) | 9.267.162 | 7.556.133 | 22,64% |
| Desvíos a bajar (MWh) | 516.005 | 764.299 | -32,49% |
| Sobrecostes Desvíos a bajar (€) | 3.079.158 | 2.276.493 | 35,26% |
| Desvíos a subir (MWh) | 387.540 | 790.813 | -50,99% |
| Sobrecostes Desvíos a subir (€) | 2.282.910 | 2.734.140 | -16,50% |
| Coste total (€) | 5.362.068 | 5.010.633 | 7,01% |
| Pérdidas (€/MWh) | 0,58 | 0,66 | -12,74% |

La fotovoltaica, presenta dos puntos bien diferenciados. Por un lado, aparte de haber producido casi un 25% más que en 2016, reduce sus desvíos de manera notoria, sobre todo los desvíos a subir, con una reducción de coste en ese sentido del 16,5%. En cambio, a pesar de que también reduce los desvíos a bajar, su sobrecoste asociados aumenta más de un 35%, por lo que esto es debido a que comete los desvíos a bajar cuando más caros están dichos precios.



5 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS



Llegados al último capítulo del presente trabajo, exponemos en el mismo las conclusiones más relevantes del análisis realizado:

- Los precios analizados, mercado, a subir y a bajar, siguen la tendencia de la demanda, produciéndose los máximos de los precios en el pico de demanda nocturno.
- Existe una clara relación entre demanda y energía neta de balance (SNSB); y esto a vez influye en el precio de los desvíos. Cuando la demanda aumenta, el sistema tiende a desviarse a bajar (aumenta SNSB+ y PDB) y viceversa, cuando la demanda decrece, el sistema tiende a desviarse a subir (aumenta SNSB- y PDS).
- El sistema se desvía el doble de veces a bajar que a subir, y esto es debido según lo analizado, a los desvíos a bajar cometidos por los sujetos generadores que por los consumidores.
- La demanda comete más desvíos a bajar que a subir pero su implicación en costes es la contraria, por lo que comete los desvíos a subir en contra del sistema en las horas que más caros están los precios asociados a ese tipo de desvío.
- La tecnología de generación fotovoltaica, a pesar de ser el sujeto de mercado analizado que menos desvíos comete, si es el que más pérdidas presenta por energía generada.
- La evolución del sistema eléctrico español desde el 2016 hasta 2019, en lo que a desvíos se refiere, ha sido bastante extraordinaria. Esto es debido, por un lado, al mejor ajuste de la demanda por parte del operador sistema y por otro, a la mejora de las previsiones meteorológicas por parte de las tecnologías renovables, lo que les permite tener una mayor seguridad a la hora de ofertar y controlar generación, reduciendo con esto sus desvíos y por consiguiente los del sistema.
- La generación eólica sigue siendo la principal causante de los desvíos del sistema; no obstante, su tendencia a la reducción de los mismos en los últimos años es bastante notoria, contribuyendo a la minoración global de los desvíos en el sistema.
- Los tres sujetos de mercado analizados son los principales responsables de los desvíos globales y sobrecostes asociados a los mismos.

Respecto a líneas futuras de investigación se propone, en primer lugar, realizar un análisis más amplio, por un lado, incorporando mayor sujetos de mercado (ciclos combinados, hidráulica, etc.) para así encontrar nuevas correlaciones entre desvíos y sujetos, y por otro, abarcar un mayor número de años puesto que cada año es diferente tanto el parque de generación, la evolución de la demanda como las condiciones meteorológicas de las que dependen las tecnologías renovables. En segundo lugar, se propone realizar un estudio que determine, conocidas las tendencias de evolución de los desvíos y sus precios asociados, cuáles serían las ofertas óptimas que deberían presentar en el mercado, tanto generadores como consumidores, de cara a reducir sus desvíos.



Bibliografía

- I. Resolución de 17 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de determinados procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico español en las plataformas de balance de reservas de sustitución y de compensación de desvíos. Boletín oficial del Estado, número 313, de 30 de diciembre de 2019, pp. 142903 a 143042. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/BOE-A-2019-18741_Comision_Nacional_Mercados_y_Competencia.pdf
- II. Carbajo Josa, A (2007). Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema. *Economía industrial*, 364, 55-62. Disponible en: <https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/55.pdf>
- III. Rodríguez Manzanares, C (2017). Análisis de los Desvíos en el Sistema Eléctrico Ibérico y sus Implicaciones Económicas (*Trabajo fin de Máster*). Disponible en: <https://idus.us.es/handle/11441/73653>

Referencias

1. <https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/55.pdf>
2. https://www.google.com/search?q=energ%C3%ADa+casada&rlz=1C1AVFC_enES831ES831&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=2ahUKEwi30o_itsjqAhWYDmMBHdDeAsQQ_AUoAXoECAsQAw&biw=1366&bih=657#imgrc=Z2WO1A3GCyHuVM
3. <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>
4. http://www.itccanarias.org/tilos/files/Presentacion8_TomasRomagosa_AEE.pdf
5. <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>
6. <https://www.magnuscmd.com/es/desvios-en-el-sistema-electrico-la-vision-del-consumidor/>