

Proyecto Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

Análisis de la Gestión de Desvíos en el año 2018.

Autor: Alfonso Pinazo García

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Proyecto Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Análisis de la Gestión de Desvíos en el año 2018.

Autor:

Alfonso Pinazo García

Tutor:

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor Ayudante Doctor

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Autor: Alfonso Pinazo García

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

A mis padres

Agradecimientos

Agradecerle en primer lugar a mi tutor Juan Manuel Roldán Fernández por toda la ayuda prestada en la realización del proyecto, ha sido todo un placer trabajar con él.

Tengo que recalcar el agradecimiento a mis compañeros del grado de ingeniería de la energía, por su ayuda y compañerismo. Algunas de estas personas se han convertido en amigos y amigas para toda la vida, siendo pilares fundamentales en el tiempo donde me encontraba fuera de casa.

También me gustaría mencionar el apoyo y cariño recibido por mis amigos, a base de visitas, quedadas en la biblioteca, comidas y simplemente momentos vividos juntos.

Sobretudo, agradecimiento pleno a mi familia, que sin ellos hubiera sido imposible llegar hasta el final de este camino. En particular a mis padres, hermana, abuelas y abuelo por confiar siempre en mí, el cariño depositado, el sacrificio mostrado y tener la comprensión adecuada para cada uno de los tramos difíciles vividos en este camino.

Resumen

En el presente proyecto se hace en primer lugar una introducción al mercado eléctrico español para que se tenga una idea general de su funcionamiento, donde se ve los diferentes mercados que lo componen y como actúa cada uno de ellos.

Posteriormente, se hará un estudio exhaustivo al mercado de gestión de desvíos, que es el que se tratará en este proyecto. Se analizará el comportamiento de la gestión de desvíos para el año 2018, viéndose en comparativa con otros mercados para evaluarlo con una visión más dinámica y real. También se pondrá un ejemplo práctico, debido a su complejo funcionamiento. Todo se hará con los datos obtenidos de la REE con la herramienta ESIOS para ese tiempo e irá explicado con la información dada por el BOE.

El análisis a la gestión de desvíos se dividirá en tres pilares fundamentales: energía, precio y coste. Se verá la influencia de las energías renovables, fallos de predicción y la generación-demanda que tiene sobre este mercado.

Abstract

In this project, an introduction to the Spanish electricity market is first made to have a general idea of its operation, where you can see the different markets that make it up and how each of them works.

Subsequently, an exhaustive study will be carried out on the diversion management market, which will be tared in this project. The behavior of deviation management will be analyzed for the year 2018, comparing it with other markets, and to evaluate it with a more dynamic and real vision. A practical example will also be given, due to its complex operation. Everything will be done with the data obtained from the REE, with the ESIOS tool for that time and will be explained with the information given by the BOE.

The analysis of the management of deviations will be divided into three fundamental pillars: energy, price and cost. You will see the influence of renewable energies, prediction failures and generation-demand that has on this market.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen.....	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas.....	xvi
Índice de Figuras	xvii
Notación	xix
1 Introducción	1
2 Mercado Eléctrico Español.....	2
2.1 <i>Mercado Diario</i>	4
2.2 <i>Mercado Intradía</i>	5
2.3 <i>Restricciones Técnicas</i>	6
2.4 <i>Servicios complementarios</i>	7
2.4.1 Regulación primaria	7
2.4.2 Regulación secundaria	8
2.4.3 Regulación terciaria	8
2.5 <i>Gestión de Desvíos</i>	9
3 Cálculo de gestión de desvíos	10
3.1 <i>Cálculo del desvío</i>	10
3.2 <i>Balance del Sistema</i>	11
3.3 <i>Cálculo del Precio del desvío</i>	12
3.3.1 Precio a subir.....	12
3.3.2 Precio a bajar	13
3.4 <i>Liquidación de los desvíos: derechos de cobro y obligaciones de pago</i>	14
3.4.1 Derecho de cobro	14
3.4.1.1 Desvíos a favor del sistema	15
3.4.1.2 Desvíos en contra del sistema	15
3.4.2 Obligaciones de pago.....	16
3.4.2.1 Desvíos a favor del sistema	16
3.4.2.2 Desvíos en contra del sistema	17
4 Ejemplo práctico del funcionamiento del mercado de gestión de desvíos	18
4.1 <i>Explicación teórica del funcionamiento</i>	18
4.2 <i>Ejemplo práctico</i>	19
4.2.1 Caso 1.....	21
4.2.2 Caso 2.....	22
4.2.3 Caso 3.....	24
4.2.4 Caso 4.....	25
5 Análisis general para el mercado de gestión de desvíos para el año 2018	26
5.1 <i>Obtención de datos para el análisis de gestión de desvíos en 2018</i>	26
5.2 <i>Comportamiento general del sistema eléctrico en 2018</i>	32

5.3	<i>Análisis de precios de gestión de desvíos en 2018</i>	33
5.3.1	Estudio general del precio a subir y a bajar del desvío.....	33
5.3.2	Estudio del precio del mercado diario español y francés y comparativa con el precio del desvío. 36	
5.3.3	Comparativa del precio del desvío a subir y a bajar y el precio del mercado diario.	40
5.4	<i>Requerimientos del sistema en la gestión de desvíos.</i>	41
5.4.1	Requerimientos a bajar	41
5.4.2	Requerimientos a subir	42
5.4.3	Comparativa de requerimientos a subir y a bajar	43
5.5	<i>Asignación de gestión de desvíos y grado de discrepancia</i>	44
5.5.1	Estudio general asignacion a gestion de desvios a subir y a bajar	45
5.5.2	Estudio asignacion de gestion de desvios a bajar con factor de laboralidad	47
5.5.3	Estudio asignacion de gestion de desvios a subir con factor de laboralidad.	50
5.5.4	Estudio de asignacion de gestion de desvios a bajar Vs requerimiento a bajar y grado de discrepancia.	53
5.5.5	Estudio de asignacion de gestion de desvios a subir Vs requerimiento a subir y grado de discrepancia.	56
5.6	<i>Tecnologías que participan en la gestión de desvíos en 2018</i>	58
5.6.1	Desvíos provocados por la energía renovables.....	58
5.6.1.1	Correlación de desvíos Eólicos a subir y a bajar.....	58
5.6.1.2	Correlación de desvíos Solares a subir y a bajar	64
5.6.2	Desvíos netos provocados por Generación-Demanda.....	66
5.7	<i>Volumen de Energía en Gestión de desvíos.</i>	69
5.7.1	Volumen absoluto de desvíos	69
5.7.2	Volumen neto de desvíos	70
5.7.3	Volumen absoluto de desvíos con el factor de laboralidad	71
5.7.4	Volumen neto de desvíos con el factor de laboralidad	73
6	Conclusión de la gestión de desvíos en el año 2018	76
	Glosario	78
7	Bibliografía	80

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1- Datos generales del ejemplo de gestión de desvíos 1.....	19
Tabla 4.2- Datos generales del ejemplo de gestión de desvíos 2.....	20
Tabla 4.3- Datos para el caso 1 gestión de desvíos 1.....	21
Tabla 4.4- Datos para el caso 1 gestión de desvíos 2.....	21
Tabla 4.5- Datos para el caso 2 gestión de desvíos 1.....	22
Tabla 4.6- Datos para el caso 2 gestión de desvíos 2.....	22
Tabla 4.7- Datos para el caso 3 gestión de desvíos 1.....	24
Tabla 4.8- Datos para el caso 3 gestión de desvíos 2.....	24
Tabla 4.9- Datos para el caso 4 gestión de desvíos 1.....	25
Tabla 4.10- Datos para el caso 4 gestión de desvíos 2.....	25

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 5.1 Calendario de los días festivos del año 2018.....	27
Figura 5.2- ESIOS página web de la REE	27
Figura 5.3- Mercados y precios en ESIOS	28
Figura 5.4- Precio de los desvíos medidos a bajar en ESIOS	29
Figura 5.5-Obtención de datos en ESIOS	30
Figura 5.6- Datos obtenidos de ESIOS en formato EXCEL	31
Figura 5.7-. Precio a bajar gestión de Desvío.....	33
Figura 5.8-. Precio a subir gestión de desvíos.....	34
Figura 5.9- Comparativa del precio de gestión de desvíos en 2018.....	35
Figura 5.10- Precio medio del mercado diario español en 2018.....	36
Figura 5.11-Precio medio mercado diario Francia.....	37
Figura 5.12- Comparativa precios de mercados diarios España-Francia	38
Figura 5.13- Comparativa de precios de los diferentes mercados.....	39
Figura 5.14- Comparativa precios medios mensuales.....	40
Figura 5.15-Requerimientos a bajar 2018.....	41
Figura 5.16- Requerimientos a subir 2018	42
Figura 5.17- Comparativa Requerimientos 2018.....	43
Figura 5.18- Media mensual de asignación de gestión de desvíos a bajar 2018.....	45
Figura 5.19- Media mensual de asignación de gestión de desvíos a subir 2018	46
Figura 5.20- Comparativa de asignación de gestión de desvíos a bajar según laboralidad 2018.....	47
Figura 5.21- Comparativa de asignación de gestión de desvíos a bajar 2018	48
Figura 5.22- Comparativa de la media anual de asignación de gestión de desvíos a bajar según laboralidad 2018.....	49
Figura 5.23- Comparativa de asignación de gestión de desvíos a subir según laboralidad 2018	50
Figura 5.24- Comparativa de asignación de gestión de desvíos a subir 2018	51
Figura 5.25- Comparativa de la media anual de asignación de gestión de desvíos a subir según laboralidad 2018.....	52
Figura 5.26- Comparativa de asignación- requerimientos de gestión de desvíos a bajar 2018	53
Figura 5.27- Grado de discrepancia entre requerimiento-asignación de gestión de desvíos a bajar 2018 ...	54
Figura 5.28- Comparativa de asignación-requerimiento de gestión de desvíos a subir 2018	56
Figura 5.29- Grado de discrepancia entre requerimiento-asignación de gestión de desvíos a subir 2018....	57
Figura 5.30- Balance de desvíos eólico a bajar en 2018	58
Figura 5.31- Comparativa de desvíos eólicos a bajar según factor laboralidad en 2018	59
Figura 5.32- Comparativa de desvíos eólicos a bajar en 2018	60
Figura 5.33- Comparativa anual de desvíos eólicos a bajar en 2018	60

Figura 5.34- Balance de desvíos eólicos a subir según en 2018	61
Figura 5.35- Comparativa de desvíos eólicos a subir según factor laboralidad en 2018.....	62
Figura 5.36- Comparativa de desvíos eólicos a subir en 2018	63
Figura 5.37- Comparativa anual de desvíos eólicos a subir en 2018.....	63
Figura 5.38- Balance de desvíos solar a bajar en 2018	64
Figura 5.39- Balance de desvíos solar a subir en 2018.....	65
Figura 5.40- Volumen neto de desvíos generación-demanda en 2018	66
Figura 5.41- Comparación del volumen neto de desvíos generación-demanda con factor laboralidad en 2018	67
Figura 5.42- Comparación del volumen neto de desvíos generación-demanda en 2018	68
Figura 5.43- Media anual del volumen neto de desvíos generación-demanda en 2018	68
Figura 5.44- Volumen absoluto de desvíos en 2018	69
Figura 5.45- Volumen neto de desvíos en 2018.....	70
Figura 5.46- Comparativa del volumen de energía absoluto de desvíos con según factor laboralidad en 2018	71
Figura 5.47- Comparativa del volumen de desvío absoluto medio y según el factor laboralidad en 2018....	72
Figura 5.48- Comparativa media anual diaria del volumen de desvío absoluto y según el factor laboralidad en 2018	72
Figura 5.49- Comparativa del volumen de desvío neto según el factor laboralidad en 2018.....	73
Figura 5.50- Comparativa del volumen de desvío neto medio y según el factor laboralidad en 2018	74
Figura 5.51- Comparativa media anual diaria del volumen de desvío neto y según el factor laboralidad en 2018	75

Notación

MWh	Mega Vatios eléctricos por hora
REE	Red eléctrica española
OMEL	Operador de mercado eléctrico

1 INTRODUCCIÓN

La electricidad es el alma del universo.

- John Wesley -

El principal punto de estudio es la gestión de la energía, se empieza por aquí debido a que actualmente no es posible el almacenamiento de grandes cantidades de energía, por lo que se debe buscar alguna forma de gestionar la energía de manera prácticamente perfecta.

Para que sea correcta y sencilla la gestión de la energía la generación y el consumo deben de ser del mismo valor, es decir, la producción de la energía en las centrales o a través de las energías renovables debe de ser la misma que la requerida por los diferentes consumidores a tiempo real, hecho que es difícil que se cumpla, ya que la producción de energía debe de ser muy precisa para un instante dado.

Por ello existen los llamados mecanismos de regulación y ajuste, los cuales tienen una función fundamental, ya que compensan estas imprecisiones y adecuan la generación a la demanda dada en un instante.

En este proyecto, se tendrá solamente en cuenta el control sobre la generación y no sobre la demanda, ya que no está muy desarrollado en España para ser objeto de estudio.

2 MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

El progreso tecnológico nos ha proporcionado medios más eficientes para retroceder.

- Aldous Huxley -

Para comenzar se explicará brevemente como funciona en general el mercado eléctrico español. Se puede desglosar el mercado eléctrico español en los siguientes puntos, siendo el primero y principal como se ve a continuación, el mercado OMEI siendo el operador de mercado eléctrico el que controla el mismo, el cual va a ser el primero en fijar el precio de dicha energía donde posteriormente puede ir cambiado según transcurra el mercado y de las necesidades de los consumidores como las de los generadores.

Posteriormente se tienen los mercados de operación, los cuales son monitorizados por la Red Eléctrica Española, los cuales juegan un papel muy importante y fundamental en el cierre del mercado eléctrico español.

1. Mercado OMEL (Operador de mercado Eléctrico) donde en sus subastas se decide el grueso de la Energía vendida para cada hora del día:
 - 1.1) Mercado Diario. (donde se alcanza el precio de referencia para la energía vendida del generador al consumidor)
 - 1.2) Mercado Intradía.

2. Mercados de Operación (REE):
 - 2.1) Restricciones técnicas.
 - 2.2) Servicios complementarios.
 - 2.2.1) Primario.
 - 2.2.2) Secundario.
 - 2.2.3) Terciario.
 - 2.3) Gestión de Desvíos

El mercado de producción de energía eléctrica está compuesto por el Mercado Diario, las diferentes sesiones de Intradía y los Servicios de Ajuste y Balance. Cada una de las sesiones que componen estos mercados y servicios tienen un horizonte temporal, un funcionamiento y una finalidad distinta. Estas se suceden de manera secuencial empezando por el Mercado Diario y acabando por la Gestión de Desvíos.

2.1 Mercado Diario

El Mercado Diario, gestionado por el Operador del Mercado y como parte integrante de los mercados de producción de energía eléctrica, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los sujetos de mercado. Sujeto de Mercado es todo aquel que acuda a mercado como unidad de programación, ya sea para comprar o vender energía.

En el Mercado Diario se da lugar a la programación donde se organiza la mayor parte de la generación y se trata del primer paso para entrar a subastar energía si no se tienen en cuenta mercados a plazos, contratos bilaterales o mercados no organizados.

Para la gestión de este mercado, el Operador del Mercado abrirá un periodo de recepción de ofertas de generación y consumo por parte de los distintos sujetos de mercado. Una vez se cierre este periodo, alrededor de las 12:00 horas del día previo a la programación, el Operador del Mercado se encargará de realizar la casación de energía, valiéndose para ello del algoritmo EUPHEMIA y generando un precio de la energía igual al precio marginal ofertado por la última unidad de generación casada. Así se dará lugar a la formación del Programa Base de Casación (PBC), el cual será el primero de los programas y le será comunicado al Operador del Sistema antes de las 13:00 horas y que irá sufriendo modificaciones a medida que se le vayan añadiendo los resultados del resto de mercados y servicios posteriores.

2.2 Mercado Intradiario

El Mercado Intradiario, gestionado por el Operador del Mercado, lo constituyen seis sesiones de subasta de energía posteriores a la casación del Mercado Diario. A este mercado pueden acudir los sujetos que participaron en la subasta diaria con el objetivo de comprar o vender energía que no consiguieron casar en el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) o para hacer reajustes de generación en períodos más cercanos al tiempo real donde se puede tener mejor conocimiento de la posible demanda y de las previsiones de generación de renovables.

El proceso de casación se realiza del mismo modo que en el Mercado Diario, en el que se establecen unos horarios de recepción de ofertas, se realiza una casación 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 6 sesiones, se generarán 6 Programas Horarios Finales cada día.

El Mercado Intradiario será la herramienta de subasta de energía gestionada por el Operador del Mercado más cercana al tiempo real. El resto de servicio de ajuste y balance que se gestionen a posteriori de cada sesión del Mercado Intradiario, serán responsabilidad del Operador del Sistema.

2.3 Restricciones Técnicas

Se trata del primero de los Servicios de Ajuste y Balance gestionados por el Operador del Sistema. Una vez que el Operador del Mercado ha realizado la casación provisional resultante del Mercado Diario, este pasa el resultado al Operador del Sistema, el cual, antes de las 14:00 horas incorporará los contratos bilaterales de energía formándose así el Programa Base de Funcionamiento (PBF). Una vez hecho esto, el Operador del Sistema realizará un análisis de seguridad para cada uno de los períodos del día siguiente, detectando posibles contingencias tales como congestiones en algunos puntos de la red, déficits de generación, excesos, etc. Tras lo cual el Operador del Sistema tendrá que reestructurar el programa de generación lanzando ofertas de aumento o disminución de la generación y la demanda. Los distintos sujetos de mercado pueden decidir a qué precio quieren entrar en esta subasta y las distintas ofertas irán entrando en la casación en orden de menor coste a mayor coste hasta cubrir los requerimientos, tal como sucedía en la casación del Mercado Diario. Tras esto se habrá formado la Programación Diaria Viable Provisional (PDVP), cuyo resultado se le comunicará al Operador del Mercado antes de las 16:00 horas y que contiene la programación final resultante del Mercado Diario para las 24 horas del día siguiente.

Existe también el mecanismo de Resolución de Restricciones Técnicas en Tiempo Real, derivado del mecanismo convencional descrito. Mediante este servicio, el Operador del Sistema se encontrará en continua vigilancia del sistema eléctrico detectando posibles anomalías o problemas técnicos en tiempo real. Frente a estos problemas se tratará en primer lugar de hacer uso de los mecanismos de regulación previamente asignados y en caso de que no exista esa posibilidad por falta o agotamiento de la reserva, el Operador del Sistema podrá valerse del Mecanismo Excepcional de Resolución. La utilización de este mecanismo está reservada para los casos en los que por motivo de urgencia, ausencia de ofertas suficientes, indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión u otra causa justificada, no se garantice la estabilidad del sistema, con lo que el Operador del Sistema podrá adoptar las decisiones de programación que considere oportunas para resolver el problema en cuestión, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a la que dé lugar la prestación de dicho servicio. Este Mecanismo Excepcional de Resolución será extensible al resto de servicios de ajuste ofrecidos por el Operador del Sistema.

2.4 Servicios complementarios

Los Servicios Complementarios forman parte de los Servicios de Ajuste y Balance gestionados por el Operador del Sistema y están constituidos por tres mecanismos distintos, los cuales son la Regulación primaria, la Regulación Secundaria y la Regulación Terciaria.

2.4.1 Regulación primaria

Es un Servicio Complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control “España”, y las desviaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos.

Paralelamente a la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP), alrededor de las 16:00 horas, se fijarán los requerimientos de Regulación Secundaria para cada hora del día siguiente y se aceptará el lanzamiento de ofertas hasta treinta minutos después de haberse realizado la asignación de energía en la Reserva de Potencia Adicional a Subir. Finalmente se realiza la casación y en torno a las 17:45 horas se genera la asignación de reserva de Regulación Secundaria, la cual es retribuida por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

2.4.2 Regulación secundaria

Tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-consumo, corrigiendo los desvíos respecto a los programas de intercambio previstos en la interconexión entre España y Francia, y las desviaciones de la frecuencia, respecto al valor de consigna establecido.

Su horizonte temporal se extiende desde los 30 segundos hasta los 15 minutos.

La regulación secundaria es aportada por los generadores, cuyas ofertas son seleccionadas mediante mecanismos competitivos.

La prestación del servicio se realiza a través de zonas de regulación. Cada zona está constituida por una agrupación de centrales con capacidad de prestar el servicio de regulación secundaria. Las zonas son comandadas por el regulador maestro del operador del sistema, denominado RCP (Regulación Compartida Peninsular). El requerimiento de respuesta dinámica de cada zona de regulación es el correspondiente a una constante de tiempo de 100 seg.

El servicio de regulación secundaria es complementario de carácter potestativo, retribuido por dos conceptos: disponibilidad (banda) y utilización (energía).

2.4.3 Regulación terciaria

Es un Servicio Complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado que tiene por objetivo el de 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.

Antes de las 21:00 horas, el Operador del Sistema 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.

2.5 Gestión de Desvíos

El mecanismo de Gestión de Desvíos es el último de los Servicios de Ajuste y Balance ofrecidos por el Operador del Sistema. Se trata de un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado cuyo objetivo será el de resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse con posterioridad al cierre de cada sesión del Mercado Intradiario y hasta el horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

En primer lugar, los Sujetos de Mercado asociados a unidades de programación deberán comunicar al Operador del Sistema las indisponibilidades totales o parciales de sus unidades físicas tanto de producción como de bombeo. Del mismo modo, tendrán que informar de las posibles modificaciones obligadas de sus programas de generación-consumo que figuren en el último programa horario, siempre que sean mayores de 30 MWh y justificando en cada caso los motivos por los que se den (problemas técnicos, vertidos, etc.). También se tendrá que especificar la duración de estas modificaciones de programa o indisponibilidades.

A su vez, el Operador del Sistema realizará e irá actualizando las previsiones de producción de origen renovable y de la demanda de acuerdo al Procedimiento de Operación 2.1 en el que se establecen los procedimientos de cobertura de la demanda.

Una vez que el Operador del Sistema haya realizado su mejor previsión de demanda, deberá junto a esta, recopilar toda la información de indisponibilidades y desvíos de los programas comunicados por los Sujetos de Mercado asociados a unidades de programación, las previsiones de producción eólica y solar y las asignaciones de reserva de los servicios de regulación potencia-frecuencia. Con todo esto, el Operador del Sistema estimará los desvíos globales previstos hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión de Mercado Intradiario.

Una vez el Operador del Sistema haya estimado los posibles desvíos, valorará la necesidad de convocar el mercado de Gestión de Desvíos, fijando los requerimientos de reducción o aumento de los programas de generación-consumo. No se resolverán mediante Gestión de Desvíos, los posibles desajustes que sean inferiores a 300 MWh en cada período de programación. En caso de que el desvío medido supere los 300 MWh para un determinado período de programación, el Operador del Sistema comunicará a los Sujetos de Mercado el requerimiento total de energía necesaria y el sentido (a subir o a bajar) para resolver el desequilibrio. El Operador del Sistema también informará de las limitaciones máximas o mínimas de energía aplicables a las ofertas según lo considere oportuno. Todo este proceso es seguido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para garantizar una adecuada prestación y un correcto control del servicio.

Una vez que los distintos Sujetos de Mercado han lanzado sus ofertas de aumento o reducción de sus programas, las cuales no podrán ser menores a 300 MWh, el Operador del Sistema hará la casación de las mismas generándose un precio de la energía correspondiente al precio marginal de la última oferta casada tal como sucede en el resto de servicio. 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 Operador del Sistema en los 15 minutos previos a cada hora incluyendo en él, el resultado de la Gestión de Desvíos.

Este mecanismo de Gestión de Desvíos podrá abarcar todos los períodos de programación existentes entre el cierre de la última sesión de Mercado Intradiario y el comienzo del horizonte horario de la siguiente.

3 CÁLCULO DE GESTIÓN DE DESVÍOS

Casi todas las maneras de producir electricidad hoy en día, a excepción de las energías renovables y nucleares, librea CO2. Y así, lo que vamos a tener que hacer a escala global, es crear un nuevo sistema. Por ello, necesitamos milagros con la energía.

- Bill Gates

Se comienza con la explicación según el BOE de cómo se obtiene el precio del MWh en el mercado de gestión de desvíos, el balance de los desvíos, el propio cálculo del desvío, el derecho de cobro y obligación de pago.

3.1 Cálculo del desvío

Para calcular el desvío horario producido por una unidad de programación habrá que contar con su Programa Horario Operativo (P48) y con la energía generada o consumida en tiempo real por dicha unidad.

$$DSVu,s = EMBu,s - PHOu,s \quad (1) \quad PHOu,s = PHFu,s + ESABu,s \quad (2) \quad DSVu,s = EMBu,s - (PHFu,s + ESABu,s)$$

Donde:

$DSVu,s$: Desvío medido para la unidad u en la sesión s .

$EMBu,s$: Energía Medida en Barras de central para la unidad u en la sesión s .

$PHOu,s$: Programa Horario Operativo resultante para la unidad u en la sesión s .

$PHFu,s$: Programa Horario Final resultante para la unidad u en la sesión s .

$ESABu,s$: Energía gestionada en los Servicios de Ajuste y Balance para la unidad u en la sesión s .

3.2 Balance del Sistema

Para la valoración de los desvíos, es necesario conocer la necesidad neta de balance que ha sufrido el sistema, que será igual al uso que se haya hecho de los mecanismos de ajuste. Para calcular esta necesidad neta de balance se ha de conocer la energía gestionada en Regulación Secundaria, Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos.

$$NNBS_s = \sum ESABr, s, senr, sen$$

Donde:

$NNBS_s$: Necesidad Neta de energías de Balance del Sistema para la sesión s .

$ESABr, s, sen$: Energía gestionada en los Servicios de Ajuste y Balance mediante el mecanismo r , para la sesión s y con el sentido sen . Positiva si aumenta la producción y negativa si reduce la producción. r Regulación Secundaria, Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos. sen Sentido, aumentar generación o disminuir generación.

3.3 Cálculo del Precio del desvío

Una vez conocido el uso que se ha hecho y los costes de los Servicios de Ajuste y Balance y conocida a su vez la necesidad neta del sistema, se calcularán los precios de los desvíos generándose dos precios distintos para cada hora, uno para los desvíos a subir y otro para los desvíos a bajar.

3.3.1 Precio a subir

Se denomina precio del desvío a subir, al precio a aplicar a los desvíos en el sentido de mayor generación o de menor consumo, es decir, a las unidades que generen más o consuman menos energía de la establecida en la Programación Horaria Operativa (P48) según sean unidades productoras o consumidoras respectivamente.

Para calcular el precio horario de los desvíos a subir habrá que conocer primero la necesidad neta del sistema para cada hora.

En el caso de ser negativa, significa que, para esa hora, los mecanismos de regulación han tenido que disminuir la producción para equilibrar la generación y la demanda, y el precio del desvío a subir se calculará del siguiente modo:

$$PDSs = \text{mínimo}(PMDs, PMPESABBs)$$

Donde:

PDSs: Precio del Desvío a Subir en la sesión *s*.

PMDs: Precio del Mercado Diario en la sesión *s*.

PMPEASABBs: Precio Medio Ponderado de la Energía gestionada por los Servicios de Ajuste y Balance a Bajar en la sesión *s*.

En el caso de que la necesidad neta del sistema sea no negativa, el precio de los desvíos a subir para esa determinada hora coincidirá con el precio de la energía en el Mercado Diario.

$$PDSs = PMDs$$

Para calcular el Precio Medio Ponderado de la Energía Gestionada por los Servicios de Ajuste y Balance a Bajar (*PMPEASABB*) para una hora concreta habrá que conocer los precios resultantes para esa hora de Regulación Secundaria, Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos y aplicar la siguiente fórmula:

$$PMPEASABB = PERSB \cdot ERSB + PERTB \cdot ERTB + PEGDB \cdot EGDBERSB + ERTB + EGDB$$

Donde:

PERSB Precio de la Energía gestionada en la Regulación Secundaria a Bajar.

ERSB Energía gestionada en la Regulación Secundaria a Bajar.

PERTB Precio de la Energía gestionada en la Regulación Terciaria a Bajar.

ERTB Energía gestionada en la Regulación Terciaria a Bajar.

PEGDB Precio de la Energía gestionada en la Gestión de Desvíos a Bajar.

EGDB Energía gestionada en la Gestión de Desvíos a Bajar.

3.3.2 Precio a bajar

Se denomina precio del desvío a bajar, al precio a aplicar a los desvíos en el sentido de menor generación o de mayor consumo, es decir, a las unidades que generen menos o consuman más energía de la establecida en la Programación Horaria Operativa (P48) según sean unidades productoras o consumidoras respectivamente.

Para calcular el precio horario de los desvíos a bajar habrá que conocer primero la necesidad neta del sistema para cada hora.

En el caso de ser positiva, significa que, para esa hora, los mecanismos de regulación han tenido que aumentar la producción para equilibrar la generación y la demanda, y el precio del desvío a bajar se calculará del siguiente modo:

$$PDBs = \text{máximo}(PMDs, PMPESABSs)$$

Donde:

PDBs Precio del Desvío a Bajar en la sesión *s*.

PMDs Precio del Mercado Diario en la sesión *s*.

PMPESABSs Precio Medio Ponderado de la Energía gestionada por los Servicios de Ajuste y Balance a Subir en la sesión *s*.

En el caso de que la necesidad neta del sistema sea no positiva, el precio de los desvíos a bajar para esa determinada hora coincidirá con el precio de la energía en el Mercado Diario.

$$PDBs = PMDs$$

Para calcular el Precio Medio Ponderado de la Energía Gestionada por los Servicios de Ajuste y Balance a Subir (*PMPESABS*) para una hora concreta habrá que conocer los precios resultantes para esa hora de Regulación Secundaria, Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos y aplicar la siguiente fórmula:

$$PMPESABS = PERSS \cdot ERSS + PERTS \cdot ERTS + PEGDS \cdot EGDSERSS + ERTS + EGDS$$

Donde:

PERSS : Precio de la Energía gestionada en la Regulación Secundaria a Subir.

ERSS : Energía gestionada en la Regulación Secundaria a Subir.

PERTS : Precio de la Energía gestionada en la Regulación Terciaria a Subir.

ERTS : Energía gestionada en la Regulación Terciaria a Subir.

PEGDS: Precio de la Energía gestionada en la Gestión de Desvíos a Subir.

EGDS: Energía gestionada en la Gestión de Desvíos a Subir.”

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

Una vez calculado el precio de los desvíos a subir y a bajar para cada tramo horario, se procede al proceso de liquidación de cada sujeto de liquidación.

El 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 puede hacer 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.

Una vez calculados todos los desvíos consolidados o no, se dará lugar a valorar los derechos de cobro u obligaciones de pago de cada sujeto según corresponda.

3.4.1 Derecho de cobro

Generarán un derecho de cobro todos aquellos sujetos de liquidación que presenten un desvío a subir. Como se ha establecido anteriormente, un desvío a subir, consiste en un exceso de generación o déficit de consumo por parte de una de las unidades y el precio que habrá que aplicar a estos desvíos, como ya se ha dicho, será el precio de los desvíos a subir.

Para el cálculo de los derechos de cobro de un sujeto de liquidación se aplicará la siguiente fórmula:

$$DC_{s,sl} = DSV_{s,sl} \times PMD_s + DSV_{s,sl} \times DESV_s \times (PDS_s - PMD_s) / \sum DSV_{s,slp} \quad (11)$$

Donde:

$DC_{s,sl}$ Derecho de Cobro del sujeto de liquidación sl en la sesión s .

$DSV_{s,sl}$ Desvío total del sujeto de liquidación sl en la sesión s .

$DESV_s$ Desvío total del sistema en la sesión s .

$\sum DSV_{s,slp}$ Suma de los desvíos de los sujetos de liquidación que se desvíen a subir p .

Pueden darse dos situaciones en el caso de que una unidad presente un desvío a subir según sea la necesidad neta de balance del sistema, generándose una simplificación de la expresión anterior en cada caso.

3.4.1.1 Desvíos a favor del sistema

En el caso de que la necesidad neta del sistema sea positiva, es decir, que se haya aumentado la producción de energía por parte de los mecanismos de regulación para alcanzar el equilibrio, significa que el desvío a subir que cometa una unidad está favoreciendo al sistema, ayudando a que la actuación de los servicios de ajuste sea menor.

En este caso el precio del desvío a subir será igual al precio de Mercado Diario, dándose un derecho de cobro por el desvío igual a haber programado la energía desviada en el Mercado Diario, simplificándose la expresión del derecho de cobro de la manera siguiente:

$$PDSs = PMDs \quad (12)$$

$$DCs,sl = DSVs,sl \times PMDs \quad (13)$$

3.4.1.2 Desvíos en contra del sistema

En el caso de que la necesidad neta del sistema sea negativa, es decir, que se haya disminuido la producción de energía por parte de los mecanismos de regulación para alcanzar el equilibrio, significa que el desvío a subir que cometa una unidad está perjudicando al sistema, obligando a que la actuación de los servicios de ajuste sea mayor.

En este caso el precio del desvío a subir será menor al precio de Mercado Diario, 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.

Si se aplica las siguientes transformaciones a la expresión del cálculo del derecho de cobro, queda:

$$F = DESVs / \sum DSVs,slp \quad (14)$$

$$DCs,sl = DSVs,sl \times PMDs + DSVs,sl \times (PDSs - PMDs) \times F \quad (15)$$

$$DCs,sl = DSVs,sl \times PMDs + DSVs,sl \times PDSs \times F - DSVs,sl \times PMDs \times F \quad (16)$$

$$DCs,sl = DSVs,sl \times PMDs \times (1 - F) + DSVs,sl \times PDSs \times F \quad (17)$$

Donde:

F Factor que indica la influencia que tienen los errores contrarios al sistema sobre el error global del sistema.

Esto quiere decir que si la suma de los desvíos contrarios al sistema es igual al desvío global del sistema ($F=1$), cada desvío ha contribuido de manera íntegra a desviar al sistema y se deberán valorar íntegramente a precio de desvío. Si el desvío global del sistema es menor a la suma de los desvíos individuales en contra del sistema ($F<1$), habrá una parte proporcional de estos desvíos a subir que se equilibren con otros desvíos a bajar, los cuales se cobrarán a precio de Mercado Diario, valorándose a precio de desvío solo la parte proporcional que hace desviar al sistema finalmente.

3.4.2 Obligaciones de pago

En el caso de que la necesidad neta del sistema sea negativa, es decir, que se haya disminuido la producción de energía por parte de los mecanismos de regulación para alcanzar el equilibrio, significa que el desvío a subir que cometa una unidad está perjudicando al sistema, obligando a que la actuación de los servicios de ajuste sea mayor.

En este caso el precio del desvío a subir será menor al precio de Mercado Diario, 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.

Si se aplica las siguientes transformaciones a la expresión del cálculo del derecho de cobro, queda:

$$F = DESVs / \sum DSVs, slp \quad (14)$$

$$DCs, sl = DSVs, sl \times PMDs + DSVs, sl \times (PDSs - PMDs) \times F \quad (15)$$

$$DCs, sl = DSVs, sl \times PMDs + DSVs, sl \times PDSs \times F - DSVs, sl \times PMDs \times F \quad (16)$$

$$DCs, sl = DSVs, sl \times PMDs \times (1 - F) + DSVs, sl \times PDSs \times F \quad (17)$$

Donde:

F Factor que indica la influencia que tienen los errores contrarios al sistema sobre el error global del sistema.

Esto quiere decir que si la suma de los desvíos contrarios al sistema es igual al desvío global del sistema ($F=1$), cada desvío ha contribuido de manera íntegra a desviar al sistema y se deberán valorar íntegramente a precio de desvío. Si el desvío global del sistema es menor a la suma de los desvíos individuales en contra del sistema ($F<1$), habrá una parte proporcional de estos desvíos a subir que se equilibren con otros desvíos a bajar, los cuales se cobrarán a precio de Mercado Diario, valorándose a precio de desvío solo la parte proporcional que hace desviar al sistema finalmente.

3.4.2.1 Desvíos a favor del sistema

En el caso de que la necesidad neta del sistema sea negativa, es decir, que se haya disminuido la producción de energía por parte de los mecanismos de regulación para alcanzar el equilibrio, significa que el desvío a bajar que cometa una unidad está favoreciendo al sistema, ayudando a que la actuación de los servicios de ajuste sea menor.

En este caso el precio del desvío a bajar será igual al precio de Mercado Diario, dándose una obligación de pago por el desvío igual al cobro recibido por haber programado la energía desviada en el Mercado Diario, simplificándose la expresión de la obligación de pago de la manera siguiente:

$$PDBs = PMDs \quad (19)$$

$$OPs, sl = DSVs, sl \times PMDs \quad (20)$$

3.4.2.2 Desvíos en contra del sistema

En el caso de que la necesidad neta del sistema sea positiva, es decir, que se haya aumentado la producción de energía por parte de los mecanismos de regulación para alcanzar el equilibrio, significa que el desvío a bajar que cometa una unidad está perjudicando al sistema, obligando a que la actuación de los servicios de ajuste sea mayor.

En este caso el precio del desvío a bajar será mayor al precio de Mercado Diario, con lo que la obligación de pago del sujeto de liquidación que este cometiendo el desvío será mayor al cobro recibido por haber programado esa energía en el Mercado Diario.

Si se aplica las siguientes transformaciones a la expresión del cálculo del derecho de cobro, queda:

$$F = DESVs / \sum DSVs,slp \quad (21)$$

$$OPs,sl = DSVs,sl \times PMDs + DSVs,sl \times (PDBs - PMDs) \times F \quad (22)$$

$$OPs,sl = DSVs,sl \times PMDs + DSVs,sl \times PDBs \times F - DSVs,sl \times PMDs \times F \quad (23)$$

$$OPs,sl = DSVs,sl \times PMDs \times (1 - F) + DSVs,sl \times PDBs \times F \quad (24)$$

Donde:

F Factor que indica la influencia que tienen los errores contrarios al sistema sobre el error global del sistema.

Esto quiere decir que si la suma de los desvíos contrarios al sistema es igual al desvío global del sistema ($F=1$), cada desvío ha contribuido de manera íntegra a desviar al sistema y se deberán valorar íntegramente a precio de desvío. Si el desvío global del sistema es menor a la suma de los desvíos individuales en contra del sistema ($F<1$), habrá una parte proporcional de estos desvíos a bajar que se equilibren con otros desvíos a subir, los cuales se pagarán a precio de Mercado Diario, valorándose a precio de desvío solo la parte proporcional que hace desviar al sistema finalmente.

4 EJEMPLO PRÁCTICO DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE GESTIÓN DE DESVÍOS

La energía y la persistencia conquistan todas las cosas.

- Benjamín Franklin -

Se explicará de manera general los pasos a seguir para tener el conocimiento necesario de cómo funciona el mercado de gestión de desvíos. Al ser tan complejo, posteriormente se pondrá un ejemplo práctico con datos ficticios.

4.1 Explicación teórica del funcionamiento.

En este apartado se dan las recomendaciones y pasos a seguir para tener el conocimiento de cómo funciona el mercado de la gestión de desvíos, se hace de este modo, para saber qué es lo más y menos restrictivo dentro de este mercado y lo que implica un cambio de una variable dentro de este.

Lo primero y fundamental es saber cómo se encuentra el estado del sistema, hay dos opciones, que sea corto o largo. En el caso que sea corto, significa que el sistema tiene más demanda que generación, es decir, "Le falta energía al sistema". Si el sistema es largo, significa que este tiene más generación que demanda, es decir, "Le sobra energía al sistema".

Posteriormente y no menos importante, es saber cómo se comporta el sujeto de mercado, hay dos opciones: que tenga las mismas necesidades que el sistema (por lo tanto se comportará con signo en contra del sistema) o que tenga necesidades diferentes a la del sistema (por lo que se comportará con signo a favor del sistema). Es complejo de explicar, posteriormente se aclarará con el ejemplo práctico. Todo esto se realiza como ya se sabe para una hora específica, que es cómo funciona el mercado eléctrico español.

Lo que es muy importante es el signo que tenga el sujeto de mercado, si el signo es negativo, este será penalizado.

4.2 Ejemplo práctico.

A continuación, se expone un caso práctico ficticio para comprender con mayor facilidad la gestión de los desvíos y su repercusión en la factura eléctrica.

Se supone que hay un consumidor directo participando en el sistema eléctrico a través de un sujeto de mercado, al cual se le llama SUJETO1.

Analizaremos en este caso práctico nuestros costes por desvíos para una determinada hora en concreto.

Se fija cuanto consume y genera el sujeto de mercado, como está el sistema y el precio en cada caso y se verá qué efecto tendrían las medidas anteriormente citadas. En la siguiente tabla se muestra todos los datos necesarios para cuatro horas diferentes dentro de un mismo día:

HORA	PMD OMIE (€/MWh)	PDS	PDB	CDS (€/MWh)	CDB (€/MWh)	ESTADO DEL SISTEMA
9:00	45.63	0	33.19	12.44	0	CORTO
11:00	60.50	51.44	0	0	9.06	LARGO
13:00	64.26	52.37	0	0	11.89	LARGO
16:00	58.79	0	53.18	5.61	0	CORTO

Tabla 4.1- Datos generales del ejemplo de gestión de desvíos 1

HORA	PROGRAMA DEL SM1 (MWh)	CONSUMO SM1 (MWh)	DESVIOS DEL SM1 (MWh)	TIPO DE DESVIO	SENTIDO DESVIO (SIGNO)	COSTE DEL SM1 (€)
9:00	8.65	8.47	-0.18	A SUBIR	FAV	0 (precio MD, derecho de cobro)
11:00	10.03	10.36	0.33	A BAJAR	FAV	0 (PMD)
13:00	13.45	13.00	-0.45	A SUBIR	CON	999
16:00	11.27	11.51	0.24	A BAJAR	CON	999

Tabla 4.2- Datos generales del ejemplo de gestión de desvíos 2

En la Tabla 4.1 y en la Tabla 4.2 aparecen los siguientes términos, los cuales son abreviaciones y tienen como significado lo que se expondrá a continuación:

SM1: Sujeto de mercado 1

PMD OMIE: Precio del MWh en el mercado diario

PDS: Precio del MWh de desvío a subir

PDB: Precio del MWh de desvío a bajar

CDS: Coste del MWh del desvío a subir

CDB: Coste del MWh del desvío a bajar

FAV: Favorable

CON: En contra

4.2.1 Caso 1

Para el primer caso se tienen los siguientes datos representado en la Tabla 4.3 y en la tabla 4.4:

HORA	PMD OMIE (€/MWh)	PDS	PDB	CDS (€/MWh)	CDB (€/MWh)	ESTADO DEL SISTEMA
9:00	45.63	0	33.19	12.44	0	CORTO

Tabla 4.3- Datos para el caso 1 gestión de desvíos 1

HORA	PROGRAMA DEL SM1 (MWh)	CONSUMO SM1 (MWh)	DESVIOS DEL SM1 (MWh)	TIPO DE DESVIO	SENTIDO DESVIO (SIGNO)	COSTE DEL SM1 (€)
9:00	8.65	8.47	-0.18	A SUBIR	FAV	0

Tabla 4.4- Datos para el caso 1 gestión de desvíos 2

Para el Caso 1 se tiene que el sistema se comporta de forma ‘‘corta’’ y el SUJETO1 que es consumidor, le ‘‘sobra’’ energía, ya que tenía un consumo programado de energía de 8.65MWh, el cual no ha sido correcto, ya que ha consumido 8.47 MWh realmente. Al tener ese fallo en la predicción del consumo el SUJETO1 y al producir unos desvíos a subir de 0.18 MWh, no será penalizado, ya que actúa a favor del sistema.

Explicándolo de forma sencilla sería: El sistema se encuentra en un estado corto ‘‘necesita energía’’ y el consumidor SUJETO1 le ‘‘sobra energía’’ por su mala predicción en su consumo, el SUJETO1 le ‘‘vende esa energía’’ al sistema que está necesitado de energía, por lo que el sentido del desvío es favorable, ya que los desvíos del SUJETO1 complace las necesidades del sistema.

Una vez aclarado lo que ocurre, se pasa al tema de ‘‘venta de dicha energía’’. Es simple, el precio a pagar por la REE por esta energía será a precio del mercado diario. Esto genera un derecho de cobro a favor del SUJETO1.

El derecho de cobre a favor que tendrá un importe de:

$$DCF=0.18 \text{ MWh} * 45.63 \text{ €/MWh} = 8.21€$$

4.2.2 Caso 2

Para el segundo caso se tiene los datos recogidos en la tabla 4.5 y en la tabla 4.6 que se muestran a continuación:

HORA	PMD OMIE (€/MWh)	PDS	PDB	CDS (€/MWh)	CDB (€/MWh)	ESTADO DEL SISTEMA
11:00	60.50	51.44	0	0	9.06	LARGO

Tabla 4.5- Datos para el caso 2 gestión de desvíos 1

HORA	PROGRAMA DEL SM1 (MWh)	CONSUMO SM1 (MWh)	DESVIOS DEL SM1 (MWh)	TIPO DE DESVIO	SENTIDO DESVIO (SIGNO)	COSTE DEL SM1 (€)
11:00	10.03	10.36	0.33	A BAJAR	FAV	0

Tabla 4.6- Datos para el caso 2 gestión de desvíos 2

En el Caso 2 se tiene que el sistema se comporta de forma “larga” y el SUJETO1 que es consumidor, le “falta” energía, ya que tenía un consumo programado de energía de 10.03 MWh, el cual no ha sido correcto, ya que ha consumido 10.36 MWh realmente. Al tener ese fallo en la predicción del consumo el SUJETO1 y al producir unos desvíos a bajar de 0.33 MWh, no será penalizado, ya que actúa a favor del sistema.

Explicándolo de forma clara sería: El sistema se encuentra en un estado largo “le sobra energía” y el consumidor SUJETO1 le “falta energía” por su mala predicción en su consumo, el SUJETO1 le “compra esa energía” al sistema que se encuentra en un “exceso de energía”, por lo que el sentido del desvío es favorable, ya que los desvíos del SUJETO1 complace las necesidades del sistema.

El precio que tendrá esta energía “comprada” por el SUJETO1 es del precio del mercado diario, ya que se comporta a favor de sistema.

$$\text{Precio a pagar por el desvío} = 0.33\text{MWh} * 60.50 \text{ €/MWh} = 19.96\text{€}$$

Se requiere aclarar lo siguiente para todos los casos, evitando que se llegue a alguna confusión:

La suma de todos los costes horarios del mes indica el coste total de los desvíos para ese mes.

Cabe destacar que si para una determinada hora el coste es 0 (ejemplo en hora 11:00) no implica que no se haya generado un derecho de cobro o una obligación de pago.

En la hora 11:00, por ejemplo, nos hemos desviado 0.33 MWh a favor del sistema, y, aunque no exista penalización, tenemos que pagar esa energía.

En este caso no hay diferencia entre haber nominado de forma perfecta y habernos desviado porque en ambos casos habremos pagado $0.33\text{MWh} * 60.50\text{€/MWh} = 19.96 \text{€}$. Si bien este importe hay que considerarlo para la facturación y es un pago por desvíos que deberemos hacer a REE, no debe imputar como coste.

4.2.3 Caso 3

En el tercer caso, la tabla 4.7 y la tabla 4.8 son las que muestran los datos necesarios para el ejemplo práctico:

HORA	PMD OMIE (€/MWh)	PDS	PDB	CDS (€/MWh)	CDB (€/MWh)	ESTADO DEL SISTEMA
13:00	64.26	52.37	0	0	11.89	LARGO

Tabla 4.7- Datos para el caso 3 gestión de desvíos 1

HORA	PROGRAMA DEL SM1 (MWh)	CONSUMO SM1 (MWh)	DESVIOS DEL SM1 (MWh)	TIPO DE DESVIO	SENTIDO DESVIO (SIGNO)	COSTE DEL SM1 (€)
13:00	13.45	13.00	-0.45	A SUBIR	CON	0

Tabla 4.8- Datos para el caso 3 gestión de desvíos 2

En el Caso 3 se tiene que el sistema se comporta de forma ‘larga’ y el SUJETO1 que es consumidor le ‘sobra’ energía, ya que tenía un consumo programado de energía de 13.45 MWh, el cual no ha sido correcto, ya que ha consumido 13.00 MWh realmente. Al tener ese fallo en la predicción del consumo el SUJETO1 y al producir unos desvíos a subir de 0.45 MWh, será penalizado, ya que actúa en contra del sistema.

En este caso el consumidor tiene un fallo en la programación de consumo, consume menos de lo que tenía programado, por lo que le ‘sobra energía’, teniendo que recurrir al sistema, que es el encargado de gestionar dicha energía, el cual penalizará al SUJETO1 al tener necesidades contrarias que este.

Esta penalización cabe con una sanción de no recibir nada a cambio de la energía que le ha ‘sobrado’ o penalización económica por tener que gestionar esa energía.

4.2.4 Caso 4

La tabla 4.9 y la tabla 4.10 representan los datos para el cuarto caso:

HORA	PMD OMIE (€/MWh)	PDS	PDB	CDS (€/MWh)	CDB (€/MWh)	ESTADO DEL SISTEMA
16:00	58.79	0	53.18	5.61	0	CORTO

Tabla 4.9- Datos para el caso 4 gestión de desvíos 1

HORA	PROGRAMA DEL SM1 (MWh)	CONSUMO SM1 (MWh)	DESVIOS DEL SM1 (MWh)	TIPO DE DESVIO	SENTIDO DESVIO (SIGNO)	COSTE DEL SM1 (€)
16:00	11.27	11.51	0.24	A BAJAR	CON	1.3464

Tabla 4.10- Datos para el caso 4 gestión de desvíos 2

En el Caso 4 se tiene que el sistema se comporta de forma ‘‘corta’’ y el SUJETO1 que es consumidor le ‘‘falta’’ energía, ya que tenía un consumo programado de energía de 11.27 MWh, el cual no ha sido correcto, ya que ha consumido 11.51 MWh realmente. Al tener ese fallo en la predicción del consumo el SUJETO1 y al producir unos desvíos a bajar de 0.24 MWh, será penalizado, ya que actúa en contra del sistema.

La explicación sería: El sistema se encuentra en un estado corto ‘‘le falta energía’’ y el consumidor SUJETO1 le ‘‘falta energía’’ por su mala predicción en su consumo, el SUJETO1 le ‘‘compra esa energía’’ al sistema que se encuentra en un ‘‘déficit de energía’’, por lo que el sentido del desvío es en contra del sistema, ya que los desvíos del SUJETO1 son contrarios a las necesidades del sistema.

El coste que REE ha puesto para esa hora es de 5.61€/MWh, como consecuencia por estos 0.24 MWh que se está demandando de más, se tiene que pagar esa energía a 64.40 €/MWh (Precio OMIE + CDB), generando una obligación de pago de 15.456 €.

Si se hubiera operado de forma correcta, es decir, comprando 0,24 MWh más de lo que se compró, se hubiera pagado por dicha energía $0.24\text{MWh} * 58.79\text{€/MWh} = 14.1096 \text{ €}$. La diferencia entre lo que se hubiera pagado de haber comprado a OMIE bien la energía en dicha hora, esos 14.1096 €, y lo que tenemos que pagar a REE ahora por desviarse en un mal momento, los 15.456 €, es el coste asociado al desvío en la hora 16:00.

$$\text{Coste del SMI} = 0.24\text{MWh} * (58.79 + 5.61) \text{ €/MWh} - 0.24 \text{ MWh} * (58.79) \text{ €/MWh}$$

$$\text{Coste del SMI} = 15.45 - 14.10 = 1.35 \text{ €}$$

5 ANÁLISIS GENERAL PARA EL MERCADO DE GESTIÓN DE DESVÍOS PARA EL AÑO 2018

Todas las vías férreas se electrificarán y, si hay suficientes museos para conservarlas, a ojos de nuestra posteridad inmediata las locomotoras de vapor serán antigüedades grotescas.

- Nikola Tesla-

5.1 Obtención de datos para el análisis de gestión de desvíos en 2018.

El siguiente análisis de la gestión de desvíos para el año 2018 se realiza a través de los datos obtenidos a partir de los datos proporcionados de la REE, específicamente con la herramienta ESIOS, los cuales se han extraído en formato Excel y se han trabajado en este formato. Todo se ha descargado en forma horaria para todo el año 2018, obteniéndose en cada caso 8760 resultados, con el objetivo de tener más precisión al tratar los datos en los diferentes casos.

Para todos los casos se hace un estudio mensual, todo trabajado con EXCEL, para tener una visión general del año 2018. También se obtienen la media anual para cada estudio y en algún caso preciso el estudio del campo teniendo en cuenta el factor laboralidad.

Para ello se tiene en cuenta los días festivos para el año 2018 y los fines de semanas. A continuación, se muestra los días festivos para el año 2018:



Figura 5.1 Calendario de los días festivos del año 2018

Se mostrará paso a paso la obtención de datos para el estudio:

- 1) Se introducirá en el navegador la siguiente dirección web: <https://www.esios.ree.es/es?locale=es>



Figura 5.2- ESIOS página web de la REE

Aquí se divide en tres grandes grupos: Mercados y precios, Generación y consumo y por último Gestión de la demanda.

- 2) Se utilizará la herramienta de Análisis que se encuentra dentro de dicha página web, con la cual se buscará el campo que interese.

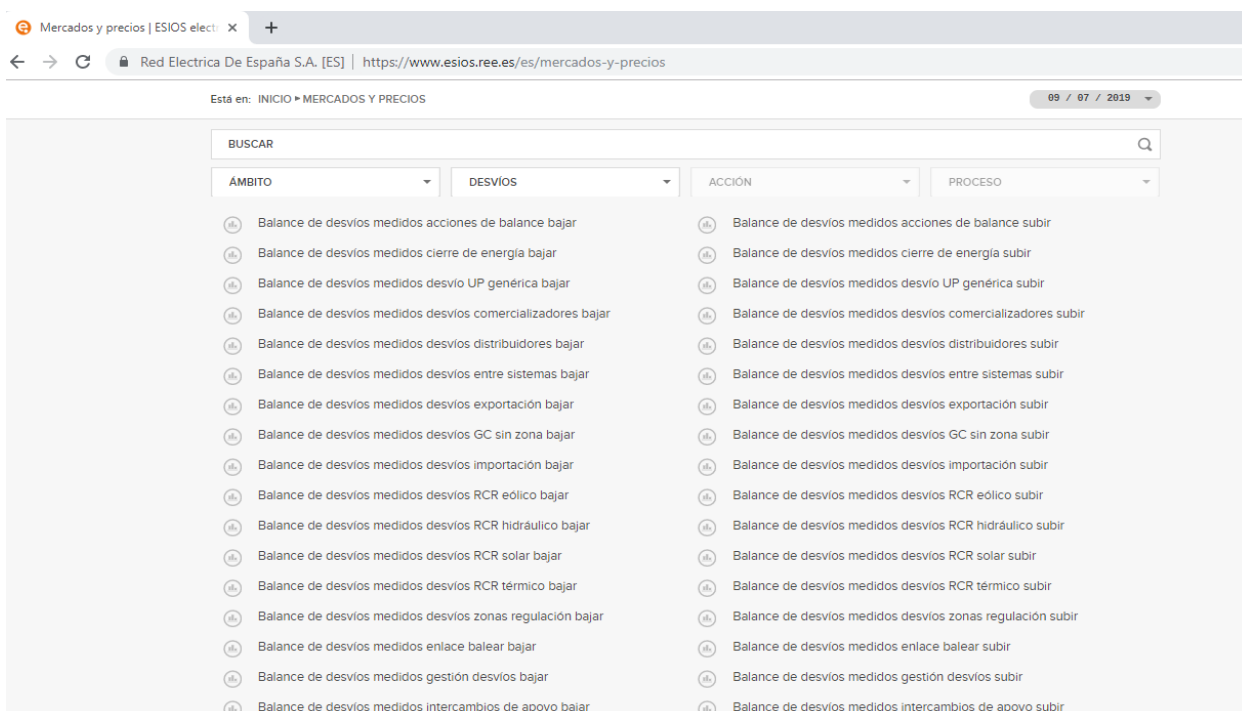


Figura 5.3- Mercados y precios en ESIOS

- 3) Una vez que se esté en el campo que interese, simplemente se pone la fecha para lo que se quiera obtener los datos, como se desea como estén ordenados los datos (horas, días, meses u años) y aparecerá representada, se puede apreciar en la figura 5.4:



Figura 5.4- Precio de los desvíos medidos a bajar en ESIOS

- 4) Una vez obtenido lo anterior se utilizará el botón “Exportación” en formato Excel para trabajarlo posteriormente en este programa:

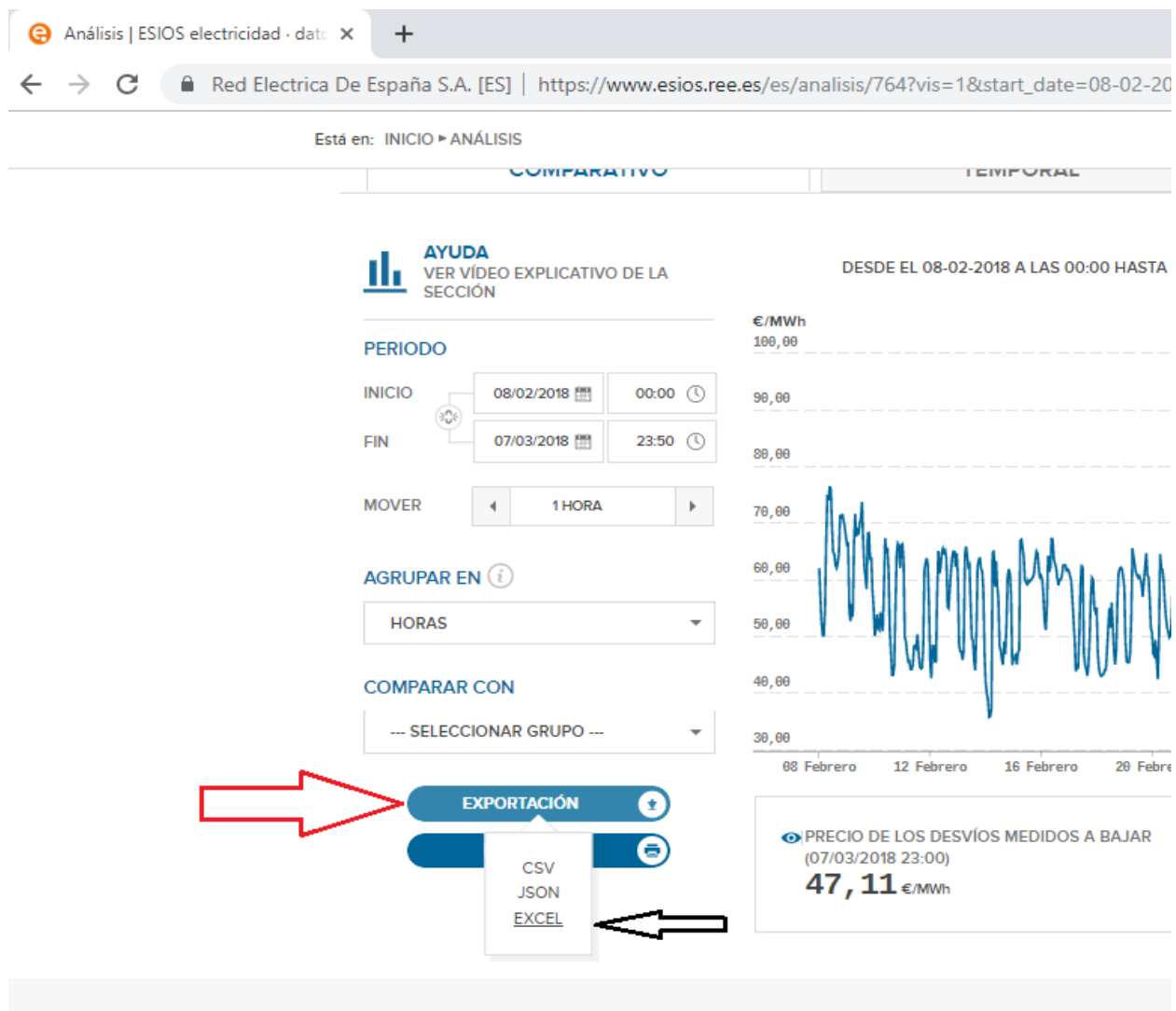


Figura 5.5-Obtención de datos en ESIOS

- 5) Una vez realizada la exportación a Excel, se trabajará con él para realizar el análisis. Se verá de una forma más clara con el siguiente ejemplo, donde se muestra el requerimiento a subir de la gestión de desvíos para un determinado periodo de tiempo, posteriormente se aclarará lo diferentes datos que aparecen en Excel:

	A	B	C	D	E	F
8	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			3.600,00	2018-01-14T00:00:00+01:00
9	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			4.300,00	2018-01-15T00:00:00+01:00
10	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			800	2018-01-16T00:00:00+01:00
11	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			1.300,00	2018-01-19T00:00:00+01:00
12	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			3.600,00	2018-01-20T00:00:00+01:00
13	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			800	2018-01-21T00:00:00+01:00
14	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			800	2018-01-23T00:00:00+01:00
15	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			5.000,00	2018-01-25T00:00:00+01:00
16	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			600	2018-01-26T00:00:00+01:00
17	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			3.300,00	2018-01-29T00:00:00+01:00
18	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			2.500,00	2018-01-30T00:00:00+01:00
19	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			2.600,00	2018-01-31T00:00:00+01:00
20	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			1.200,00	2018-02-01T00:00:00+01:00
21	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			7.300,00	2018-02-02T00:00:00+01:00
22	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			1.100,00	2018-02-03T00:00:00+01:00
23	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			2.600,00	2018-02-04T00:00:00+01:00
24	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			20.100,00	2018-02-05T00:00:00+01:00
25	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			10.700,00	2018-02-06T00:00:00+01:00
26	664	Requerimientos Gestión de Desvíos subir			1.800,00	2018-02-07T00:00:00+01:00

Figura 5.6- Datos obtenidos de ESIOS en formato EXCEL

Se ve en la columna B el campo que se está analizando, en este caso es el requerimiento de gestión de desvíos a subir, en la columna E la energía en MWh de requerimiento a subir y en la columna F el día y el mes en que se da este requerimiento.

Se recalca que todos los datos en el mercado eléctrico español se expresan por cada hora del año, obteniéndose así 8760 valores para el estudio del año 2018, con el objetivo de realizar un estudio mucho más detallado, pero en algunos casos, se hace el estudio diario ya que no se dan valores para todas las horas del año y es más fácil trabajar de dicha forma.

5.2 Comportamiento general del sistema eléctrico en 2018

La gestión de desvíos tiene como objetivo decretar o resolver los desvíos entre la energía generada y la energía producida, en el periodo que dicta: desde la finalización de cada sesión de mercado intradiario hasta el inicio de nuevo de dicha sesión, es decir, siempre se opera en el periodo que el mercado intradiario esté cerrado.

Los resultados obtenidos del mercado no han sido lo normal, pudiéndose apreciar un cambio, la transición energética. Donde se ve implicado cualquier elemento del mercado o exterior al mismo. La correlación del PIB con la demanda energética había sido proporcional hasta este momento, no siendo de esta forma este año. En este punto se puede reconocer el cambio, no viéndose reflejada la demanda por el PIB del país y si por los cambios generales hacia la innovación y el futuro, participando medidas de eficiencia energética cada vez más en la mayoría de los campos o la introducción del cambio de estructuras energéticas.

En el año 2018 el mercado de gestión de desvíos participó en cierta medida en el mercado eléctrico español, siendo por una parte fundamental para el correcto funcionamiento, sin embargo, fue parcialmente insignificante mostrando unos valores de volumen de energía muy lejano con el valor global de energía del mercado.

Analizando lo dicho anteriormente, se puede hallar con un análisis de los datos publicados por la REE con una media anual de al año que se vio reflejado con el volumen absoluto de asignación de gestión desvíos y el volumen neto de asignación de gestión de desvíos, siendo los valores de 268,68 MWh y 161,42 MWh respectivamente. Como dato la demanda del año 2018 fue de 268.000 GWh un 0.4% más que en el año 2017.

Esta demanda se vio influenciada por dos factores importantes: Influencia de la laboralidad y la influencia de la temperatura, está última repercutida por el cambio climático, donde la temperatura media se ve incrementada.

En 2018 también dejó huella la energía renovable, siendo en torno al 40% de la generación total, en términos de energía con unos 100 MWh. En ella cabe a destacar el importante papel de la hidráulica, con un 34% de la generación total. También sobresaliendo la energía eólica con un 49% y algo menos la fotovoltaica con un 11% de la generación total.

5.3 Análisis de precios de gestión de desvíos en 2018

5.3.1 Estudio general del precio a subir y a bajar del desvío.

Una vez explicado cómo funciona la gestión de desvíos, analizamos el precio que puede alcanzar dicha energía en este mercado. Viene precedido del precio en el mercado diario de dicha energía.

Existen dos opciones: precio a bajar y precio a subir, dependiendo si los desvíos al sistema son positivos (a subir, a algún sujeto de mercado no ha llegado a los MWh estimados) o sean negativos (a bajar), algún sujeto de mercado ha sobrepasado los MWh estimados en su producción, ‘sobrándole’ así esos MWh teniendo que recurrir al mercado de gestión de desvíos algunas veces este sujeto de mercado ‘vende’ esta energía a coste 0 ya que no hay demanda y tiene que ‘colocar’ esa energía, todo esto está gestionado por el operador del sistema, siendo el que acepta o no la oferta lanzada y al precio marcado por el sujeto de mercado.

El precio a bajar máximo alcanzado en gestión de desvíos en el año 2018 fue de 43.74€ dándose en el mes de septiembre, en cambio el precio a bajar mínimo es de 5.70€ que se dio en el mes de marzo. En la Figura 5.7 se puede ver de manera más clara los precios medios ordenados por meses en el mercado español de gestión de desvíos a bajar:

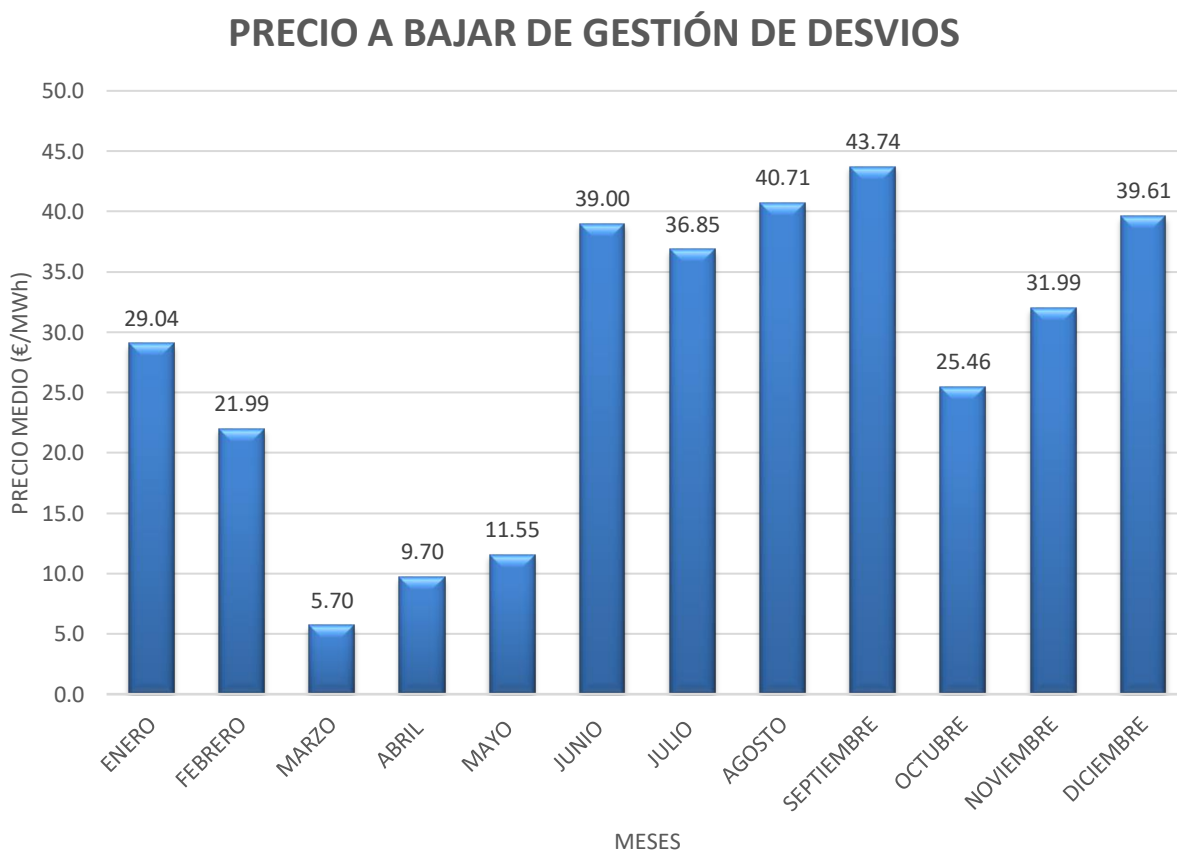


Figura 5.7.- Precio a bajar gestión de Desvío

El precio a subir máximo también se da en septiembre como en el caso del precio a bajar, con un valor de 69.23€, siendo este mucho superior al precio a bajar, existiendo una diferencia entre ambos de 25.49€, valor bastante significativo la diferencia de ambos. En el caso del precio mínimo del precio a subir es de 25.25€ mencionado anteriormente. Se puede ver los precios de los desvíos a subir en la siguiente gráfica:

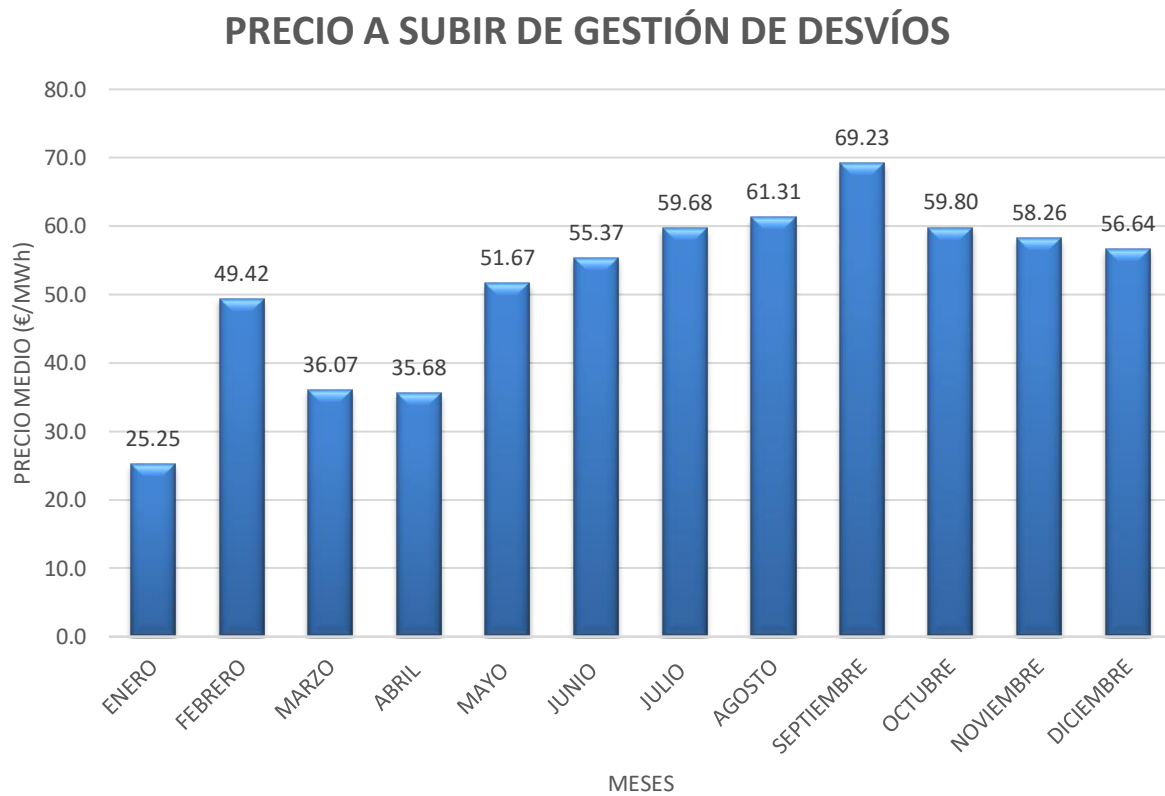


Figura 5.8-. Precio a subir gestión de desvíos.

El precio a subir de gestión de desvíos por lo general es superior al precio a bajar de lo mismo, siendo algo normal por la diferencia que existe entre ambos casos. Con la curiosidad en el mes de enero, siendo el precio a bajar superior al de subir, con valores de 29.04€ y 25.25€ respectivamente. En el resto de los meses el precio a subir es mayor que al de bajar. Para verlo de una forma más clara y precisa la comparación del precio de los desvíos a subir tanto como a bajar, se ha hecho un gráfico comparativo del precio de estas:

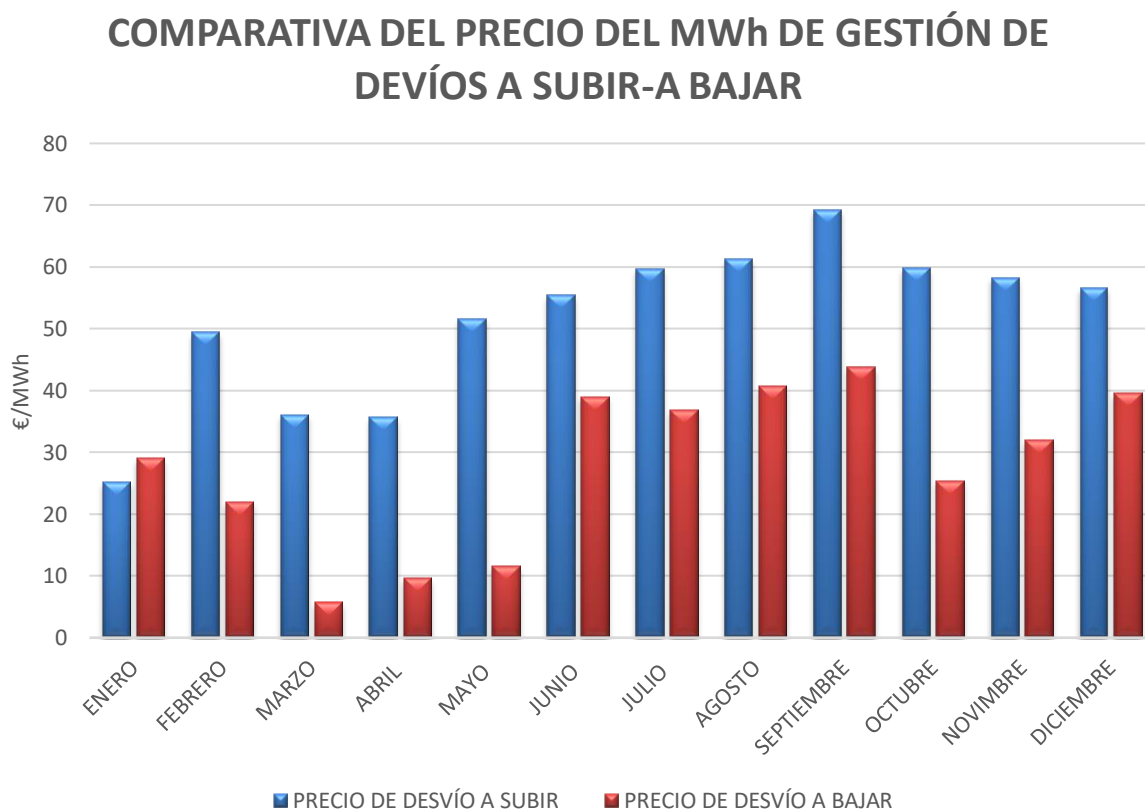


Figura 5.9- Comparativa del precio de gestión de desvíos en 2018

5.3.2 Estudio del precio del mercado diario español y francés y comparativa con el precio del desvío.

Por otra parte, analizaremos el precio del mercado diario español ya que el precio en gestión de desvíos viene marcado por este. Posteriormente también se comparará con el precio del MWh en el mercado francés. También se verá la influencia de laboralidad en el precio de cada uno y se comparará con la de gestión de desvíos posteriormente.

En la siguiente gráfica adjunta se representa el precio medio mensual del MWh del año 2018 y en el mercado diario spot español, teniendo como valores significantes un precio máximo alcanzado en el mes de septiembre de 71.3€ y un precio mínimo en el mes de marzo de 41.5€. Comparándolo con el precio máximo registrado en gestión de desvíos de 63.23€, que corresponde al precio de desvíos a subir, dándose en también en septiembre. El precio mínimo registrado es de 41.5€ por MWh en marzo siendo muy superior al precio mínimo en el mercado de gestión de desvíos siendo este de un valor de 5.70€/MWh, que en este caso corresponde a desvíos a bajar.

Se ha analizado los valores de los precios en gestión de desvíos de una forma general, es decir, para los precios a subir como para los precios a bajar, utilizando los valores más significativos, máximos y mínimos.

En el siguiente gráfico se puede apreciar la diferencia mensual de precios del MWh en el mercado diario SPOT español de 2018.

PRECIO MEDIO MERCADO DIARIO SPOT ESPAÑOL (€/MWh) 2018

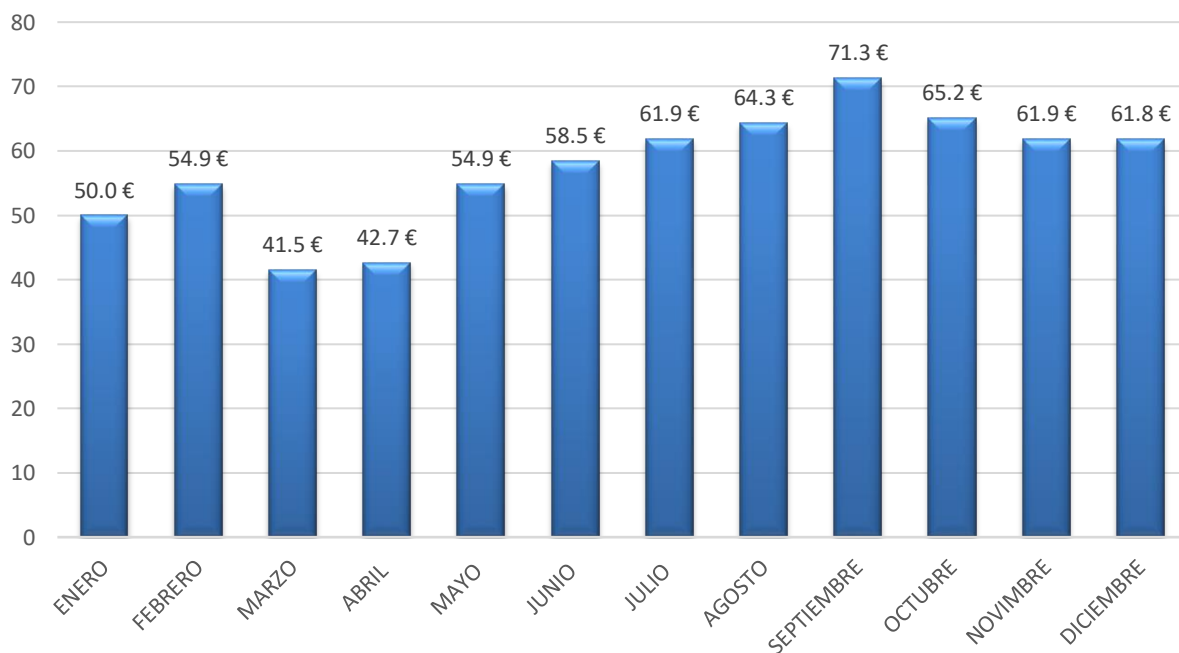


Figura 5.10- Precio medio del mercado diario español en 2018

En otro lugar el gráfico con la diferencia mensual de precios del MWh en el mercado diario francés de 2018:

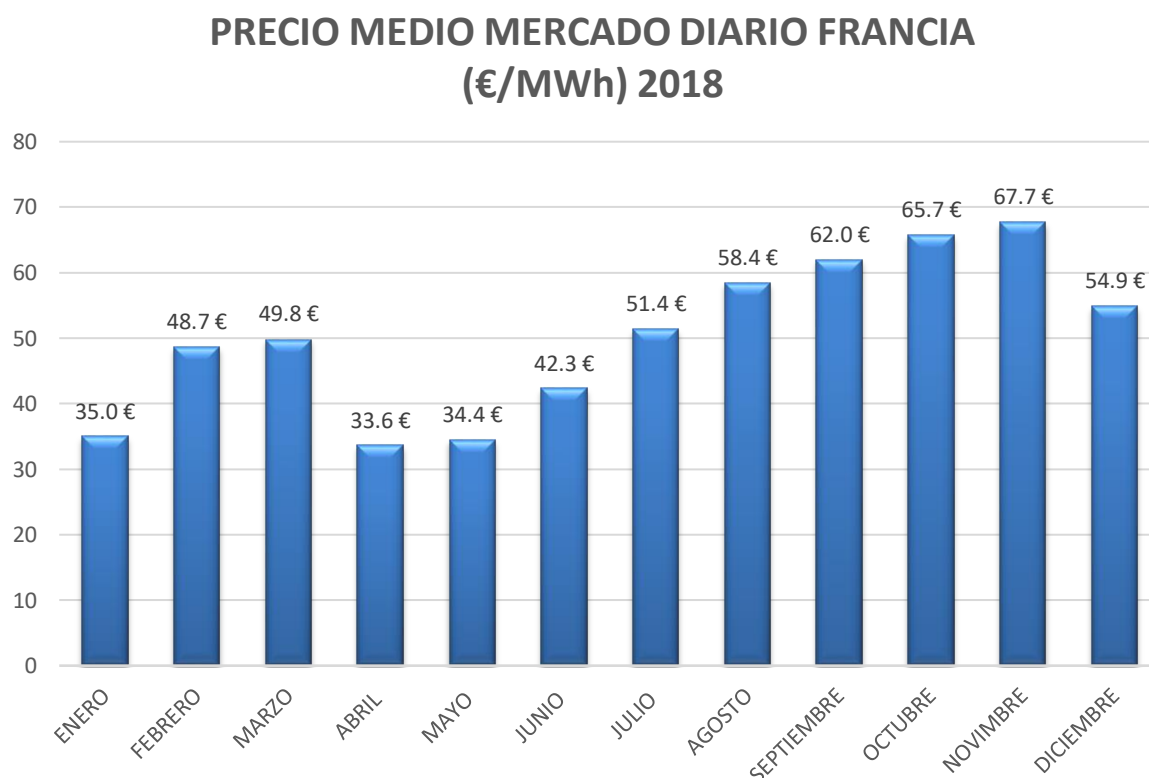


Figura 5.11-Precio medio mercado diario Francia

Apreciando estas magnitudes de precios, se pasa a analizar el mercado diario francés para ver el margen de diferencia que existe entre ambos mercados y precios fundamentalmente.

El precio en el mes de noviembre fue el más alto en el año 2018 en el mercado diario francés, siendo de 67.7€/MWh, siendo así inferior al precio más alto dado en el mercado SPOT español, 71.3€/MWh, en el mes de septiembre.

En el caso del precio más bajo registrado en el mercado diario francés se va a la cifra de 33.6€/MWh, en el mes de abril, siendo en este caso con más diferencia inferior al precio mínimo dado en el mercado diario SPOT español, 41.5€/MWh, en el mes de marzo.

Se puede apreciar mejor la diferencia en el siguiente gráfico donde se compara los precios de ambos mercados diarios en 2018:

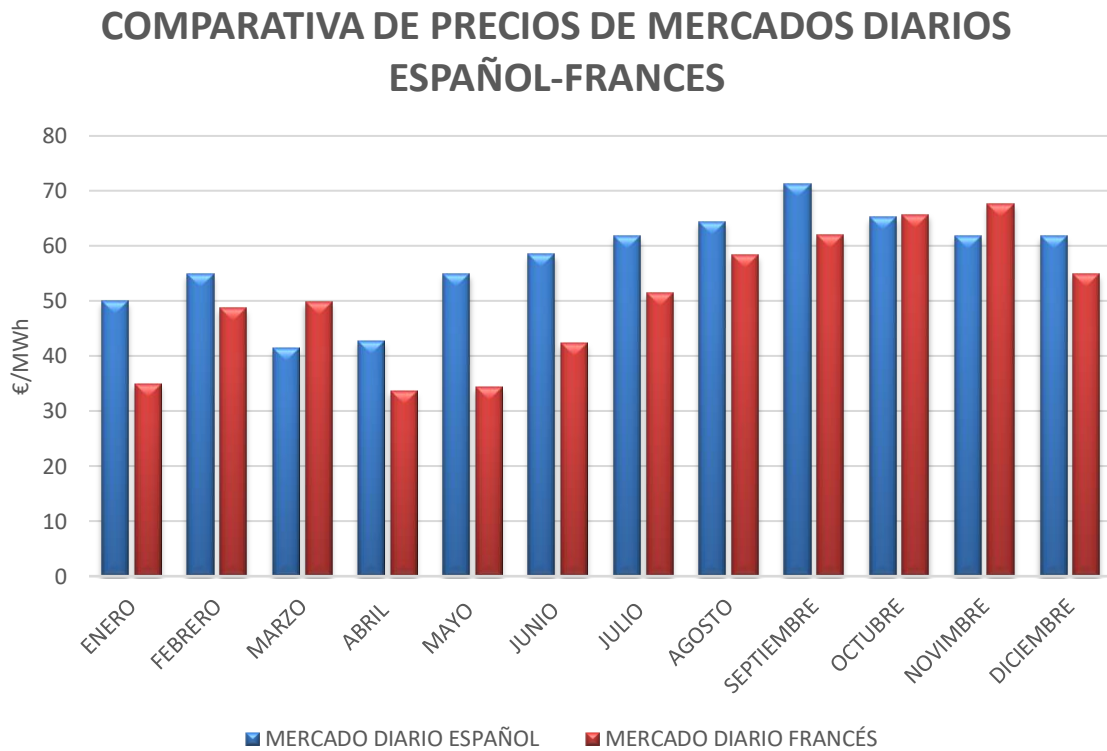


Figura 5.12- Comparativa precios de mercados diarios España-Francia

Como se puede observar, solo en los meses de marzo, octubre y noviembre el precio del MWh es superior en el mercado francés.

Una vez analizados los mercados diarios español y francés respectivamente, se ve la comparación general para el año 2018 con el precio que se da en la gestión de desvíos, tanto el precio para el desvío a bajar como el precio del desvío a subir, se puede ver claramente en la Figura 5.13:

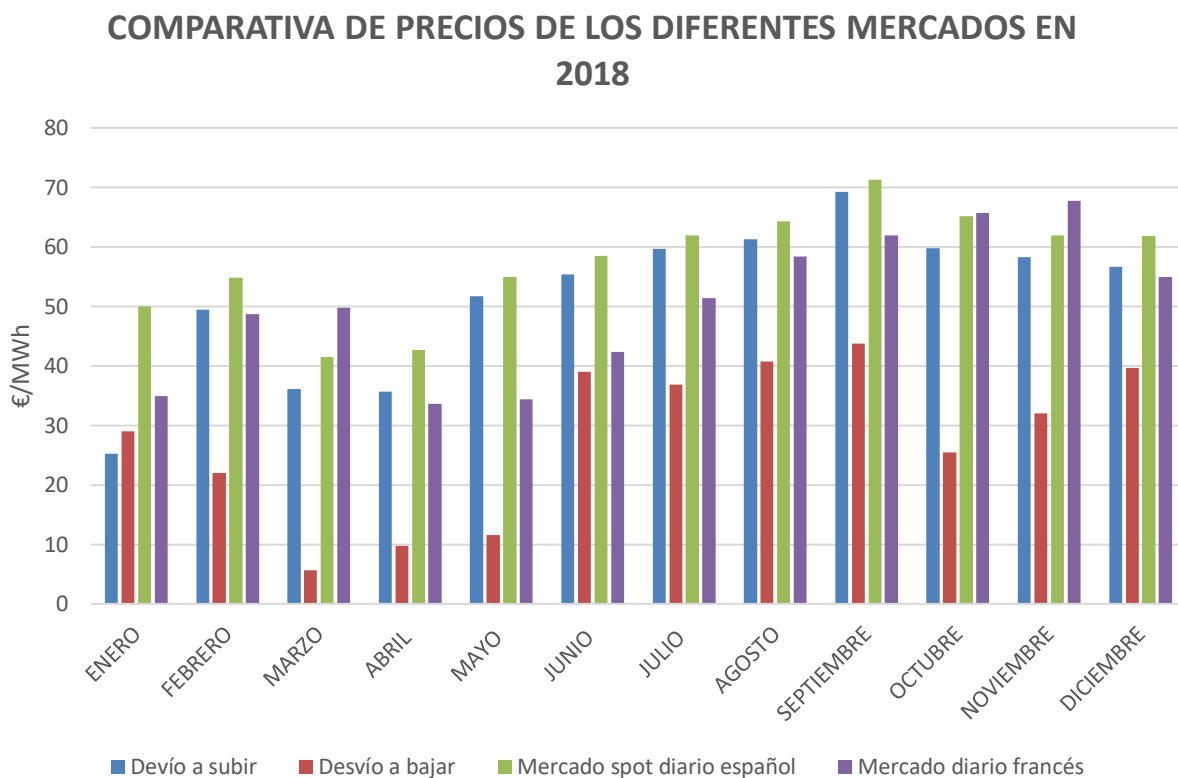


Figura 5.13- Comparativa de precios de los diferentes mercados

5.3.3 Comparativa del precio del desvío a subir y a bajar y el precio del mercado diario.

Una vez analizados los precios tanto a subir como a bajar de la gestión de desvíos y los precios de los mercados diarios español y francés, dándole al precio del MWh de gestión de desvíos una visión más general y objetiva, se pasará a analizar el precio de gestión de desvíos como le afecta el factor de laboralidad y se comparará con el precio en el mercado diario también teniendo en cuenta este factor. Aunque primero se comparará ambos precios sin tener en cuenta este factor para resaltar la importancia de la laboralidad. El otro factor a destacar, es la temperatura en el año 2018, ya que influye en cierta medida en el precio de la energía.

Se analiza la siguiente grafica donde se compara el precio medio mensual del MWh en el mercado SPOT diario español con el mercado de gestión de desvíos a subir y a bajar. En el posterior análisis con el factor de laboralidad se cogerá solo el desvío a subir ya que prevalece de más importancia y será útil con la equiparación con el precio del mercado SPOT diario.

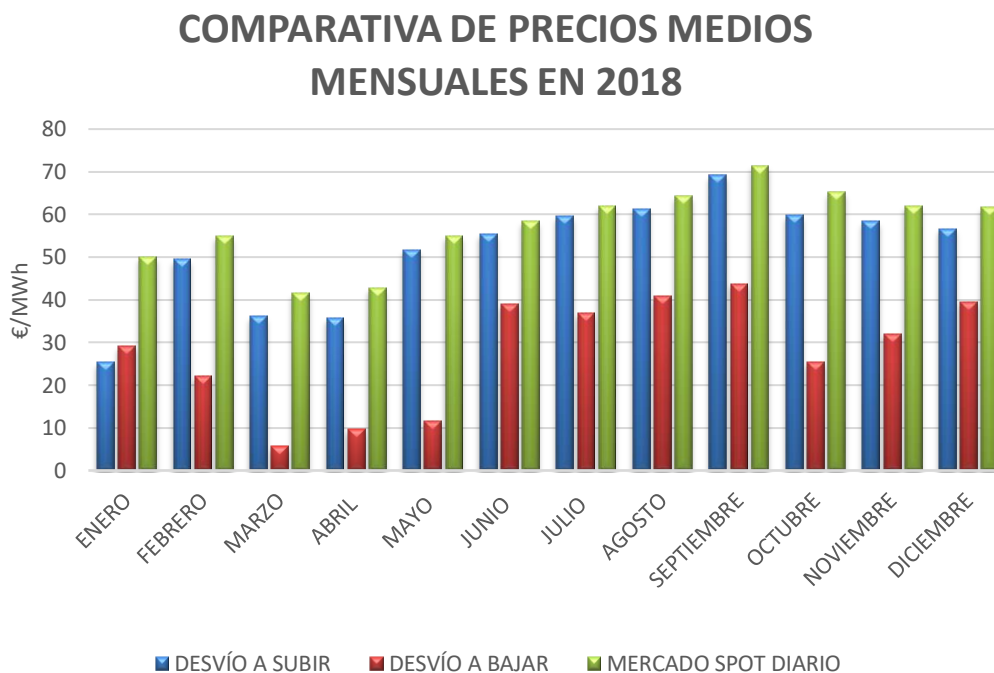


Figura 5.14- Comparativa precios medios mensuales

Se ve claramente que el precio es superior en el mercado spot diario en cada uno de los meses del año. Cabe recalcar que en todos los meses, exceptuando el mes de enero, el precio de desvío a subir se asemeja mucho al precio dado en el mercado spot diario, pero nunca lo llega a igualar. En cambio, respecto al precio del desvío a bajar hay una gran diferencia de magnitudes, siendo este siempre bastante inferior.

El precio en el desvío a subir analizado para el año 2018 representa que la necesidad neta del sistema tiende a un valor prácticamente no negativo en todos los meses exceptuando el mes de enero, ya que el precio del desvío a subir es de un valor muy similar al valor del precio en el mercado diario.

Solo varía su patrón en el mes de enero el precio de desvío a subir donde es menor que el desvío a bajar, estando bastante lejos del precio marcado por el mercado spot diario en ese mes.

5.4 Requerimientos del sistema en la gestión de desvíos.

La principal pregunta que se hace en este apartado es: ¿Los requerimientos son mayormente a subir o a bajar?

Una vez que se conoce el concepto de requerimiento, explicado anteriormente, se analiza para el año 2018 con el objetivo de obtener cual es el mayor, el requerimiento a subir o a bajar y posteriormente para analizarlo junto a la asignación del desvío a subir y a bajar, obteniendo así de forma directa el grado de discrepancia. En este caso se realizará para una media mensual para el año 2018, pero siempre trabajando con los datos obtenidos de ESIOS por hora, para ser lo más preciso posibles e identificar si hay algún caso donde en una hora dada haya algún valor que sea muy diferente al del patrón que sigue ese mercado en concreto.

5.4.1 Requerimientos a bajar

Los requerimientos a bajar para el año 2018 obtuvieron el valor más alto en el mes de enero, siendo de 2,387 MWh y se apreció el valor más bajar de energía en el mes de mayo, siendo de tan solo 387 MWh. Otro aspecto, es que del mes de septiembre a octubre el requerimiento a bajar se mantiene con un valor casi constante, solo con un ligero decrecimiento. En los demás meses del año se puede apreciar un comportamiento irregular dándose picos y caídas severas dependiendo del mes.

Se adjunta el gráfico donde se puede ver mejor el comportamiento del requerimiento a bajar en el año 2018, representando los valores críticos (máximo, mínimo) en el mismo:

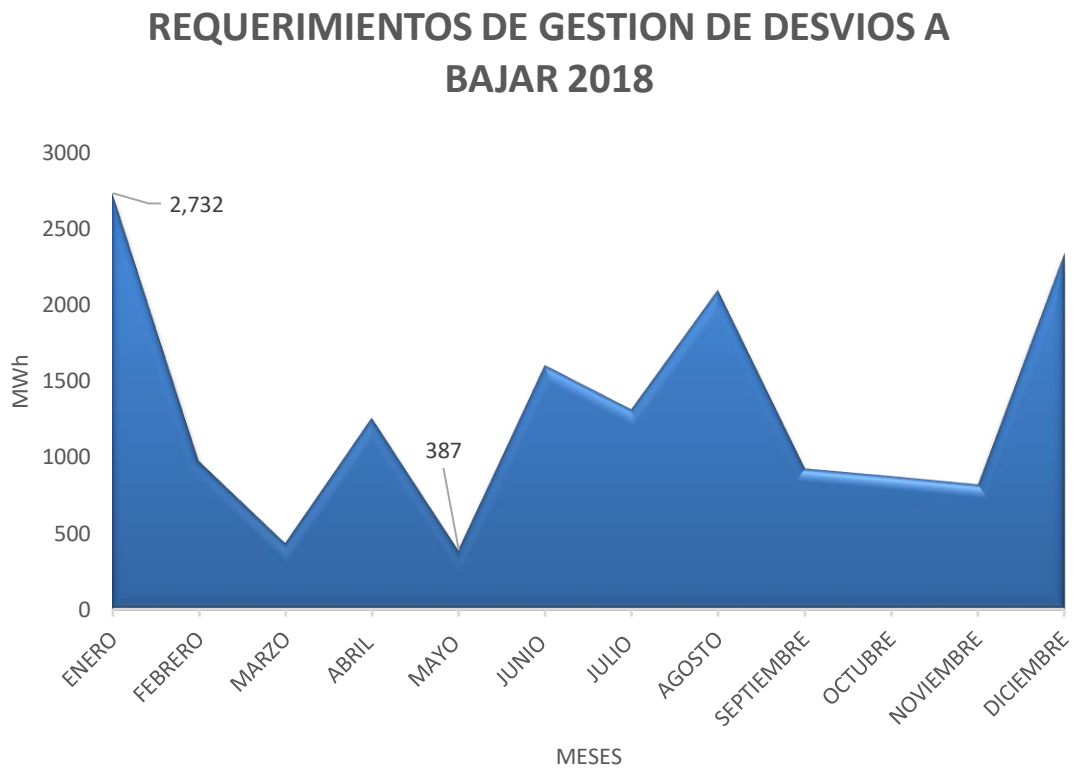


Figura 5.15-Requerimientos a bajar 2018

5.4.2 Requerimientos a subir

En el caso de los requerimientos a subir, al analizarlo, se encuentra que el orden de los valores es mucho mayor al de los requerimientos a bajar.

Se obtiene un valor máximo en el mes de agosto, de 8,420 MWh y un valor mínimo en el mes de mayo de 1,929 MWh. También se aprecia que a partir de este mes, los valores del requerimiento a subir tienen un crecimiento bastante importante, existiendo una diferencia importante entre los meses de verano hasta final de año, junio a diciembre, respecto a los primeros meses del año 2018, de enero a mayo.

Se aprecia los valores medios mensuales de los requerimientos a subir en la siguiente gráfica adjunta:

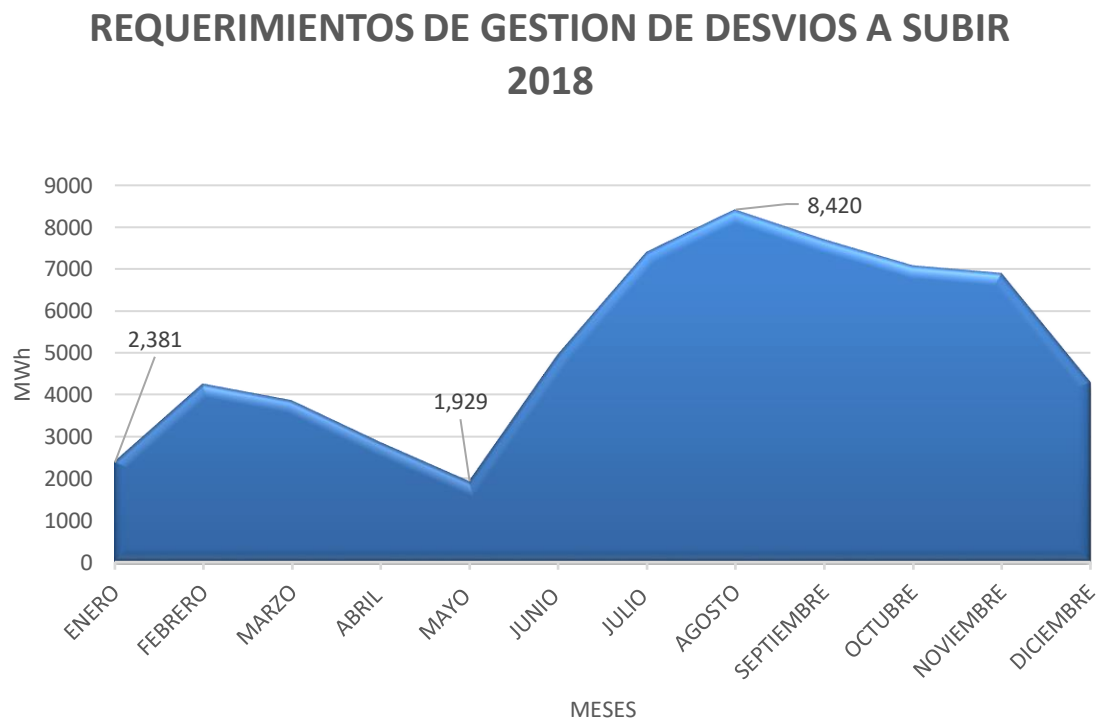


Figura 5.16- Requerimientos a subir 2018

5.4.3 Comparativa de requerimientos a subir y a bajar

También se hace una comparativa entre requerimiento a subir y a bajar, está representado en la siguiente gráfica, donde posteriormente se comentará los resultados obtenidos.

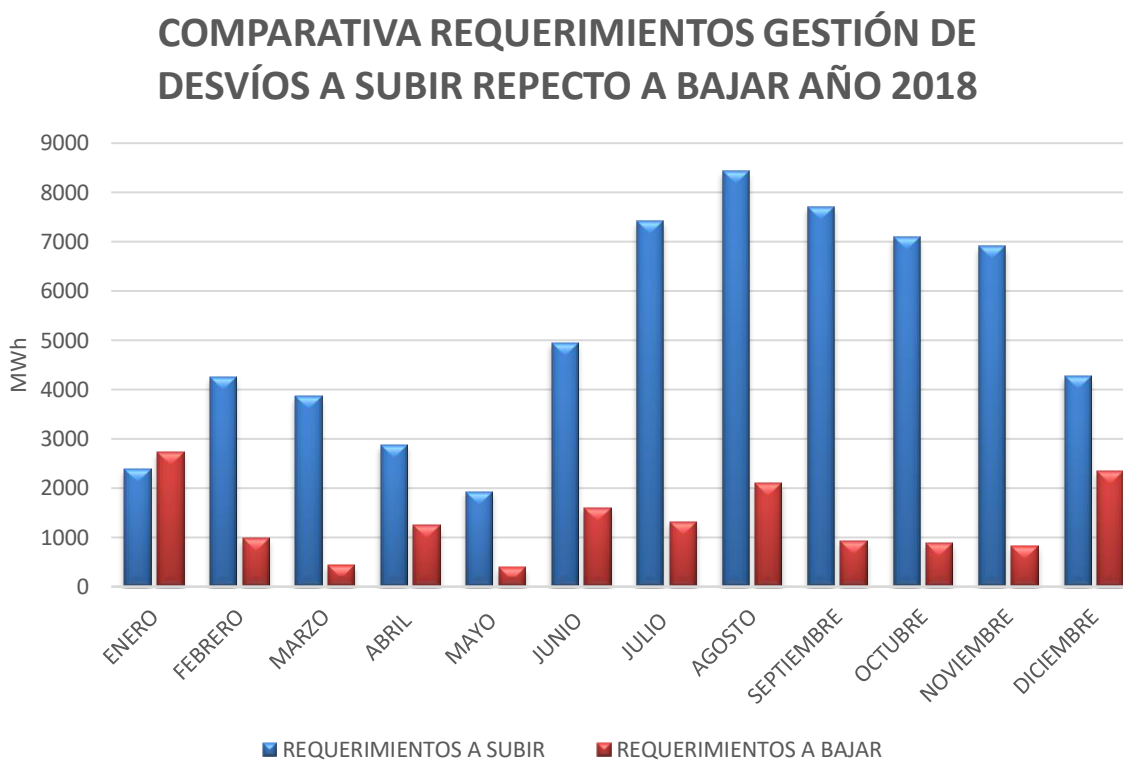


Figura 5.17- Comparativa Requerimientos 2018

La diferencia del orden de los valores mencionado anteriormente, se puede observar de una manera clara en el mes de enero, donde se encuentra el valor máximo de requerimiento a bajar que es de un valor parecido al del requerimiento a subir, al cual le corresponde el segundo valor más bajo del año 2018.

Se obtiene la media anual para el 2018 de requerimientos a subir y a bajar, siendo de 5,167 MWh y 1,312 MWh respectivamente.

Al analizar la comparativa, se obtiene que en el mes de mayo para ambos requerimientos su valor es el mínimo dado en todo el año 2018.

5.5 Asignación de gestión de desvíos y grado de discrepancia

Este es un punto importante de estudio, primero analizaremos las asignaciones de gestión de desvíos a subir como a tanto a bajar, posteriormente se comparará con el requerimiento a subir y a bajar, para obtener el grado de discrepancia en cada caso. Según el BOE este puede tener un valor máximo del 10%.

Si se diera este valor, al analizarlo detenidamente, se aprecia que puede existir una gran cantidad de energía que entre o no en el sistema. Lo ideal sería que el grado de discrepancia fuese cero, es decir, que la asignación de gestión de desvíos a subir o a bajar fuese igual al requerimiento a subir o a bajar del sistema, en este caso, se gestionaría de una manera perfecta la energía generada y todos los consumidores estarían satisfechos también.

5.5.1 Estudio general asignación a gestión de desvíos a subir y a bajar

Se hace un estudio para la asignación de gestión de desvíos a bajar, teniendo una media de **54.08 MWh**, este primer valor da una idea sobre el orden de magnitud de dicha asignación.

El valor más bajo se encuentra en el mes de mayo siendo de 16.18 MWh, respecto al valor más alto dado en el 2018 es en el mes de enero con un valor de 109.36 MWh. Como se ve entre ambos valores hay una diferencia abismal.

Se obtiene la siguiente gráfica donde se pueden ver mejor los valores de asignación de desvíos a bajar por meses para el año 2018:

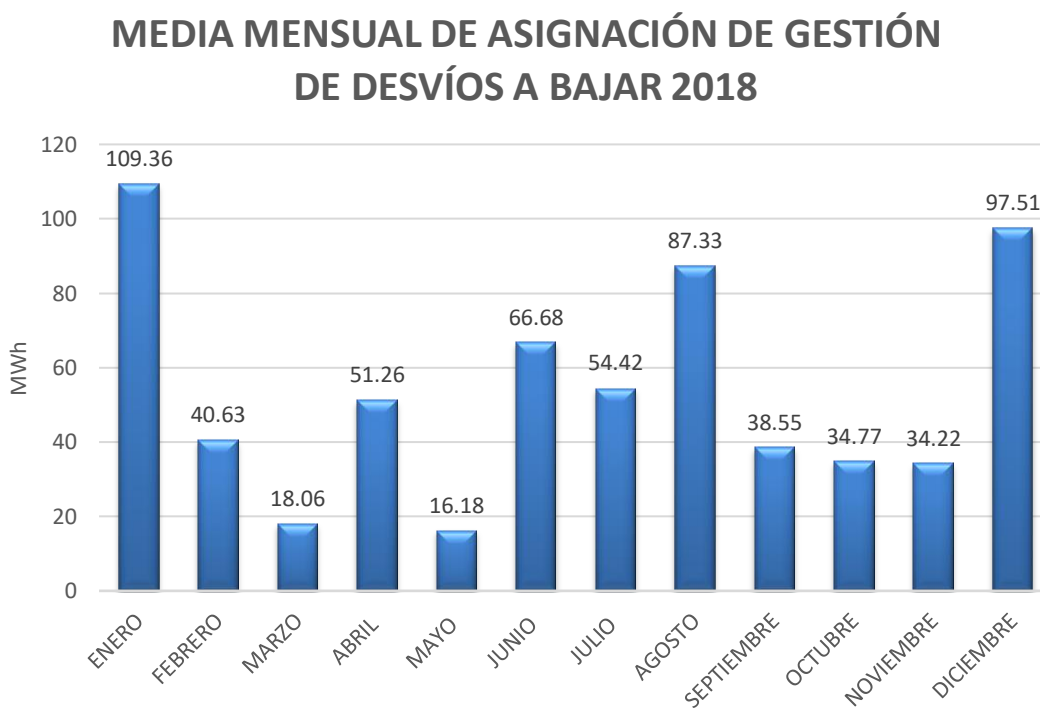


Figura 5.18- Media mensual de asignación de gestión de desvíos a bajar 2018

En cambio, para la asignación de gestión de desvíos a subir, aparecen valores muchos más altos a los dados en la asignación de desvíos a bajar, teniendo una media anual de valor de 215.5 MWh.

El mes en donde se ve el valor más alto, es el mes de agosto, correspondiéndole un valor de 350.8 MWh, siendo aproximadamente tres veces superior al valor más alto de la asignación de desvíos a bajar para el año 2018.

El valor más bajo de la asignación de desvíos a subir es de 80.4 MWh, en el mes de mayo. En este caso en comparación con la asignación a bajar, se da en el mismo mes. Aunque ocurra esto el valor sigue siendo superior en la asignación de desvío a subir.

Otro punto a destacar, es que se da un patrón, donde se ve que desde los meses de junio a noviembre se dan los mayores valores de asignación de desvíos a subir, teniendo su pico en agosto. En todos estos meses de supera el valor de los 200 MWh.

MEDIA MENSUAL DE ASIGNACIÓN DE GESTIÓN DE DESVÍOS A SUBIR 2018

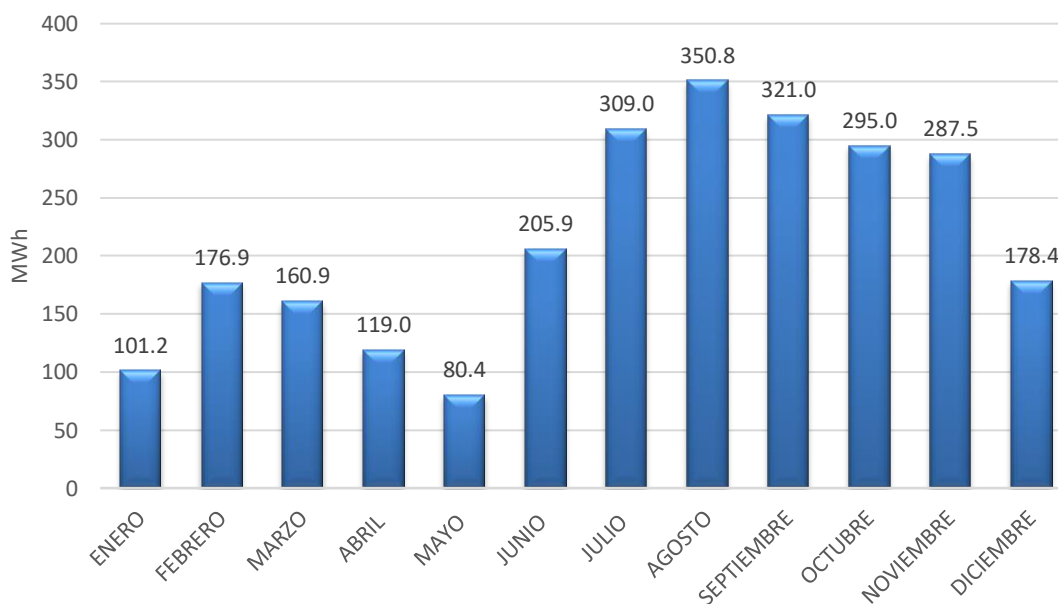


Figura 5.19- Media mensual de asignación de gestión de desvíos a subir 2018

5.5.2 Estudio asignación de gestión de desvíos a bajar con factor de laboralidad

Ahora de verá como entra en juego el factor laboralidad. Anteriormente se vio que para la determinación del precio del desvío influía de manera que había una diferencia de precio a destacar entre los días laborables y los no laborables.

Para el caso de la asignación de desvíos a bajar, en general es mayor en los días no laborables, teniendo un pico importante en el mes de diciembre, siendo de 133.34 MWh. El valor más bajo que se encuentra es en el mes de marzo y también corresponde al bloque de los no laborables, siendo de un valor de 5.42MWh.

En el caso de los días laborables, el valor máximo se encuentra en el mes de enero, siendo de un valor de 118.94 MWh. Es en el único mes junto al mes de marzo (donde se encuentra el valor mínimo para la asignación de los días no laborables) que la asignación de desvíos a bajar es superior con un margen importante respecto a la asignación para los días no laborables. El valor mínimo se encuentra en el mes de mayo, siendo de 8.55 MWh

Se representa en la siguiente gráfica la variación para todo el año 2018 de la asignación de desvíos a bajar, con la comparativa de los días entresemana (laborables) a los días festivos y fines de semana (días no laborables)

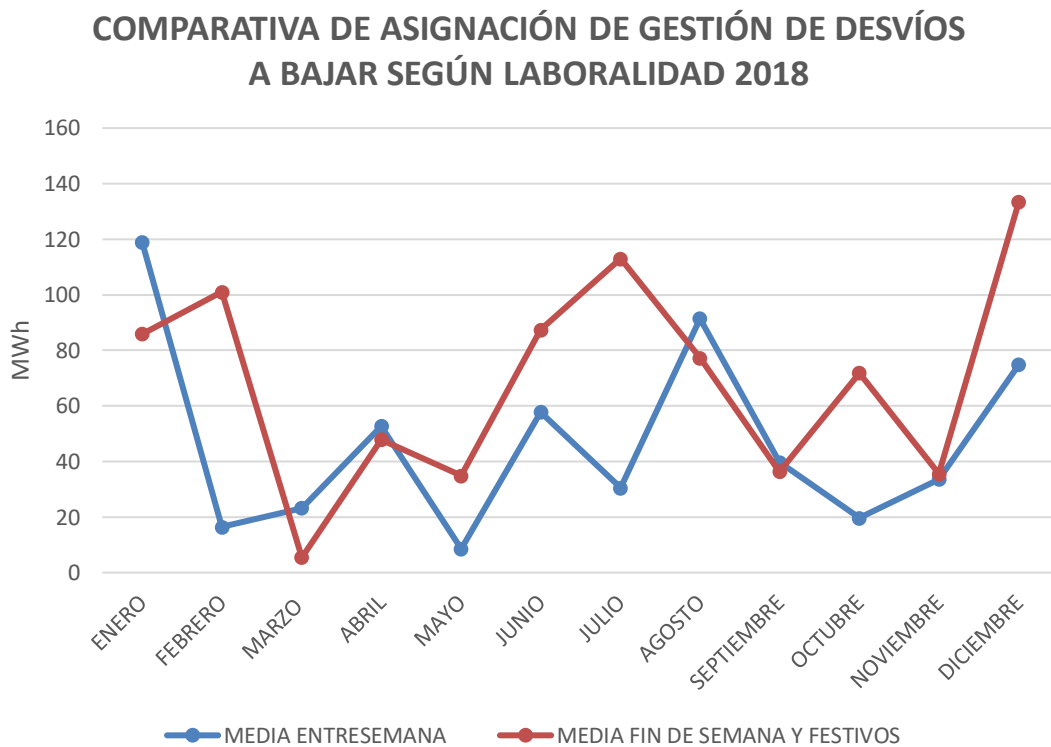


Figura 5.20- Comparativa de asignación de gestión de desvíos a bajar según laboralidad 2018

También se realiza el mismo estudio incluyendo la media mensual de la asignación de desvíos a bajar en comparación con los dos casos visto anteriormente.

Viéndose claramente como afecta esta asignación de desvíos a bajar en los días no laborables a la media mensual general, haciendo que esta tenga un valor ligeramente superior.

Hay que tener en cuenta que es una media, es decir, se tienen muchas más horas de días laborables, por lo que siempre el valor de la media mensual de la asignación de desvíos a bajar será más parecido a la de los días laborables.

Se ve de una forma más simple en la siguiente gráfica:

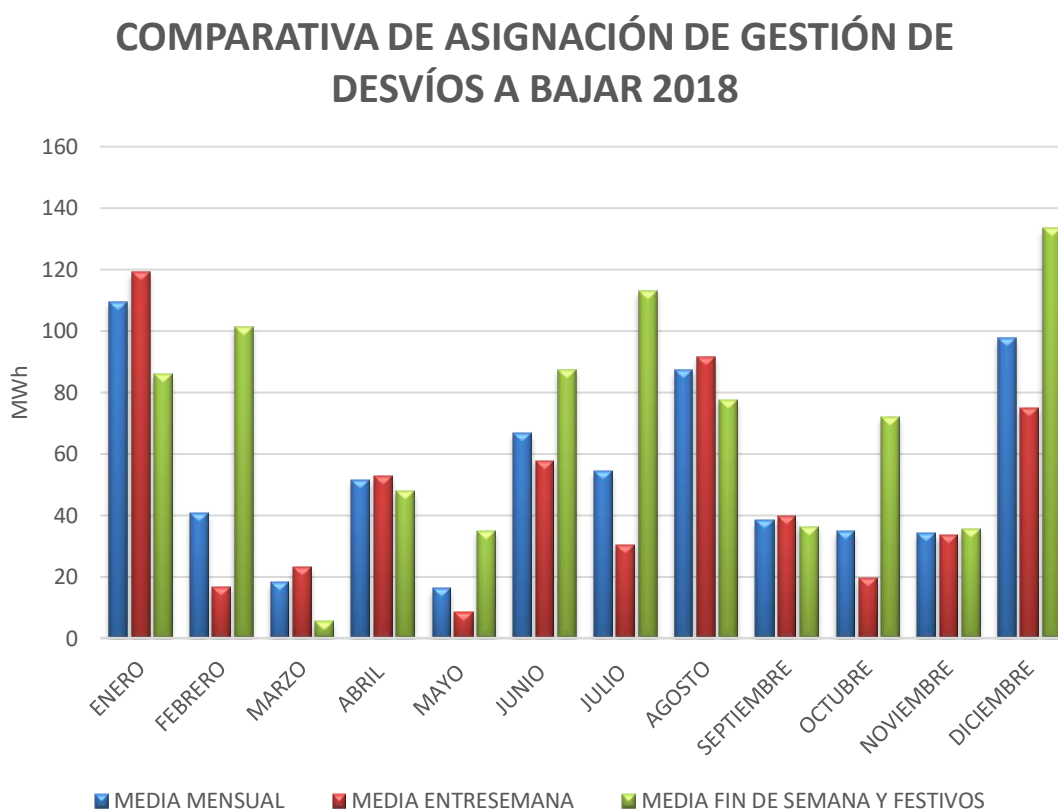


Figura 5.21- Comparativa de asignación de gestión de desvíos a bajar 2018

Por último, se realiza una comparativa general de las medias anuales para la asignación del desvío a bajar.

Existiendo una diferencia de 21.88 MWh entre la asignación de desvíos a bajar de días no laborables respecto a los laborables, un valor a tener en cuenta, ya que es una diferencia importante.

Se obtiene una media anual de 51,54 MWh para la asignación de desvíos a bajar, respecto a la media que se obtiene para los días no laborables, es de un valor de 69.16 MWh.

En el siguiente gráfico se ve mejor la comparativa entre los tres casos analizados anteriormente, con sus respectivos valores:

COMPARATIVA DE LA MEDIA ANUAL DE ASIGNACIÓN DE GESTIÓN DE DESVÍOS A BAJAR 2018 SEGÚN LABORALIDAD (MWh)

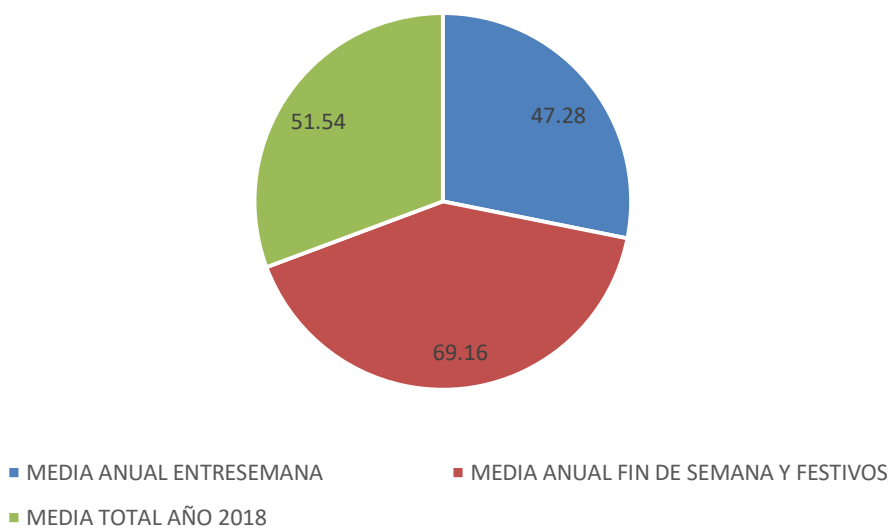


Figura 5.22- Comparativa de la media anual de asignación de gestión de desvíos a bajar según laboralidad 2018

5.5.3 Estudio asignación de gestión de desvíos a subir con factor de laboralidad.

En el caso de la asignación de los desvíos a subir, se tiene que los valores de los días laborables son mayores en todos los meses menos en el mes de enero que los días no laborables. Ocurre totalmente al contrario que en el caso de la asignación de desvíos a bajar, donde los no laborables se imponían sobre laborables.

En los laborables sigue un patrón fijo, teniendo los valores más altos del mes de junio al mes de diciembre, con un pico máximo en el mes de agosto, siendo de valor de 444.51 MWh. El valor mínimo para los días laborables, es en enero, de valor de 74.52 MWh.

En los días de fin de semana y festivos, se tiene el valor máximo en el mes de septiembre, de valor de 283.53 MWh. El valor mínimo, se encuentra en el mes de mayo, siendo de 55.55 MWh.

Se aprecia que para los meses de marzo a junio, ambas asignaciones de desvíos, para días laborables y no laborables, tienen la misma curva, solo que a diferencia los valores de la asignación de desvíos en los días laborables tienen valores superiores.

En la siguiente gráfica se representa los valores medios para los meses del año 2018:

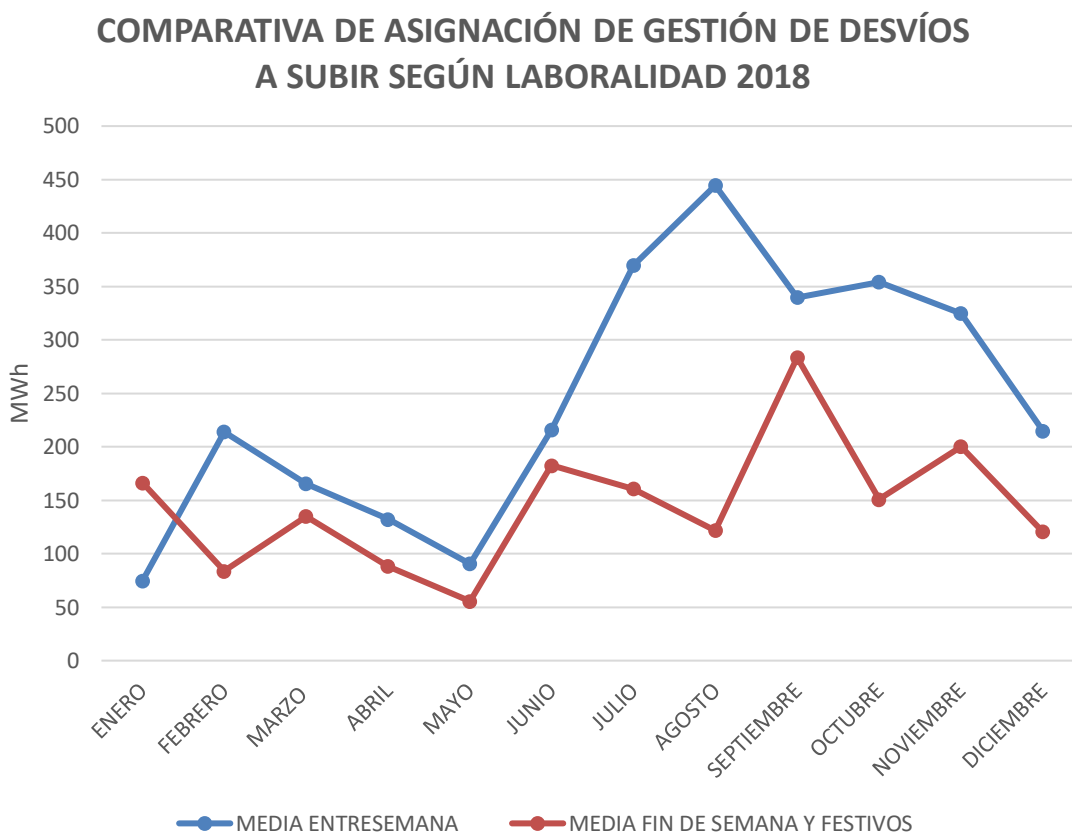


Figura 5.23- Comparativa de asignación de gestión de desvíos a subir según laboralidad 2018

En este caso, la media mensual general viene dada por la media de asignación de desvío a subir para los días laborables (entresemana) ya que los valores son mayores a los no laborables y lo más importante que hay más horas de días laborables una vez que se realiza la media para un mes.

Al contrario, en el caso de la asignación de los desvíos a bajar, donde los días no laborables, son los que hace que el valor medio mensual sea más bajo.

Se hace la comparación en la siguiente gráfica de la asignación de desvíos a subir, teniendo en cuenta el factor laboralidad como no teniéndolo:

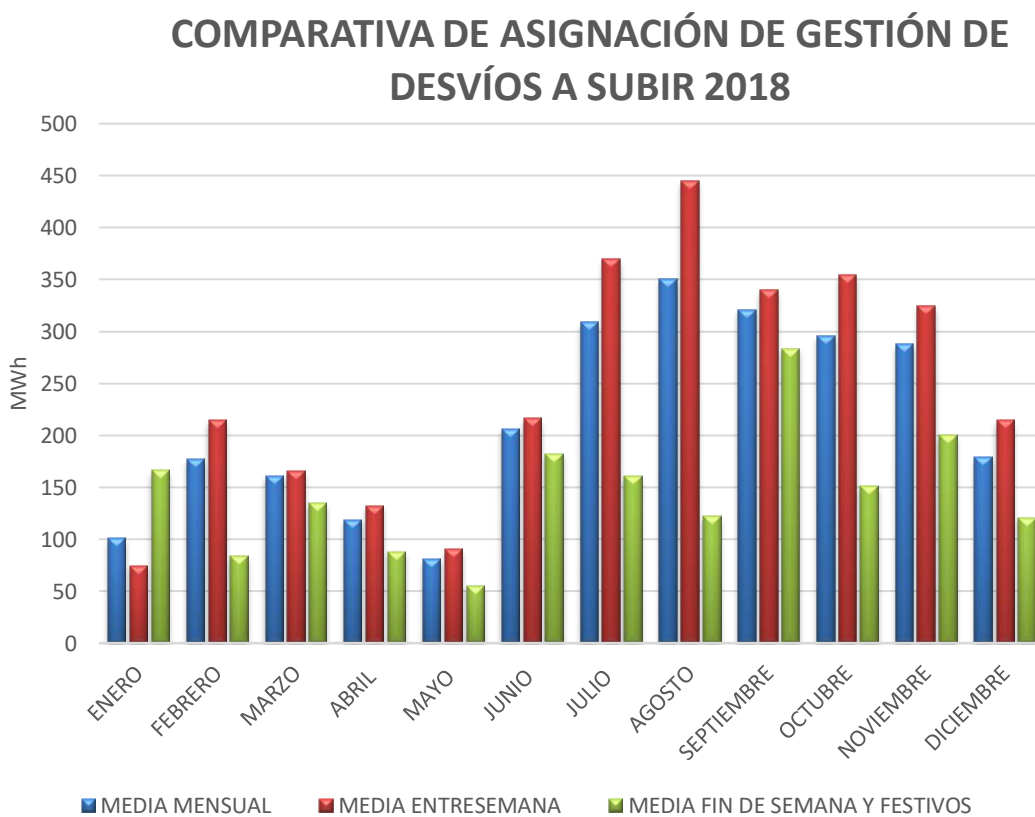


Figura 5.24- Comparativa de asignación de gestión de desvíos a subir 2018

En términos generales, el valor medio anual para el año 2018 de la asignación de los desvíos a subir en los días laborables (entresemana) es superior en unos 100 MWh al de la asignación de los días a subir en los días no laborables (fin de semanas y festivos).

Se tiene un valor medio para la asignación de desvíos a subir para este año de 215.5 MWh, viéndose muy influenciado este valor por la asignación de los desvíos a subir de los días laborables, 245.05 MWh.

En el caso de los días no laborables, el valor es de 145.76 MWh. Se ve la comparación de lo comentado anteriormente en el siguiente gráfico:

COMPARATIVA DE LA MEDIA ANUAL DE GESTIÓN DE DESVÍOS A SUBIR 2018 SEGÚN LABORALIDAD (MWh)

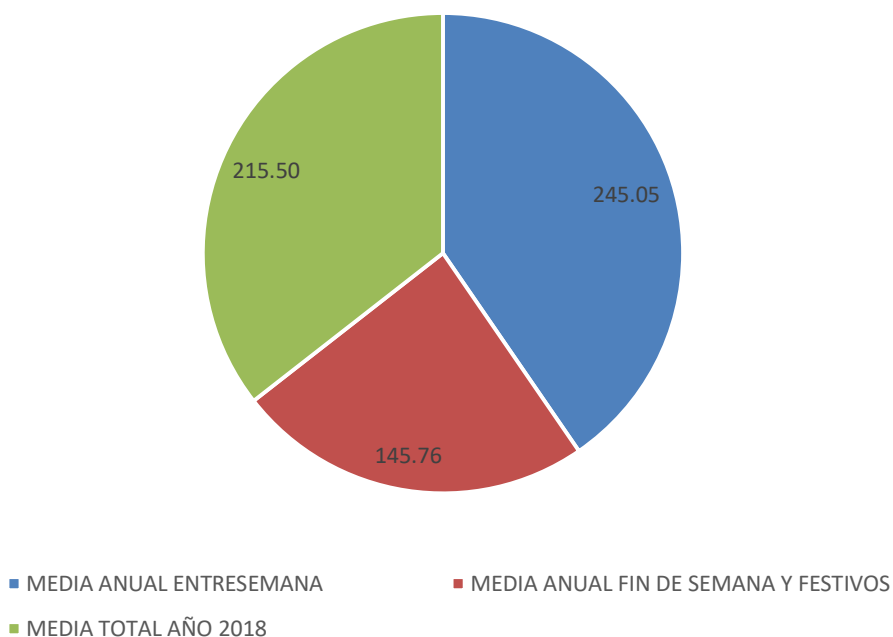


Figura 5.25- Comparativa de la media anual de asignación de gestión de desvíos a subir según laboralidad 2018

5.5.4 Estudio de asignación de gestión de desvíos a bajar Vs requerimiento a bajar y grado de discrepancia.

Ahora se verá el grado de discrepancia que existe para cada mes del año 2018 entre el requerimiento a bajar y la asignación de desvíos a bajar.

Primero, explicándolo en términos generales, hay que puntualizar cual será el funcionamiento óptimo para el sistema: el valor de la asignación de desvío, ya sea a subir o a bajar, debe de ser del mismo valor que el del requerimiento a subir o a bajar respectivamente. Si se cumple lo anterior, se tendrá un balance global de energía perfecto, es decir, toda la energía generada por los productores y transferida al mercado de gestión de desvíos (ya que la unidad no pudo entrar anteriormente en los otros mercados) será consumida por los distintos consumidores.

Se hace el estudio teniendo cuenta el valor de energía total en MWh en cada uno de los meses del año 2018 y haciendo la comparación entre requerimientos y asignación de desvíos a bajar. Se debería obtener los mismos valores para que el grado de discrepancia fuera cero. Analizando el año 2018, el valor más alto se encuentra en enero, obteniéndose un valor de requerimiento a bajar de 84700 MWh y el valor mínimo es de 12000 MWh que da en el mes de mayo. Se puede ver en la siguiente gráfica la asignación de desvíos y requerimientos a bajar en cada mes del año 2018:

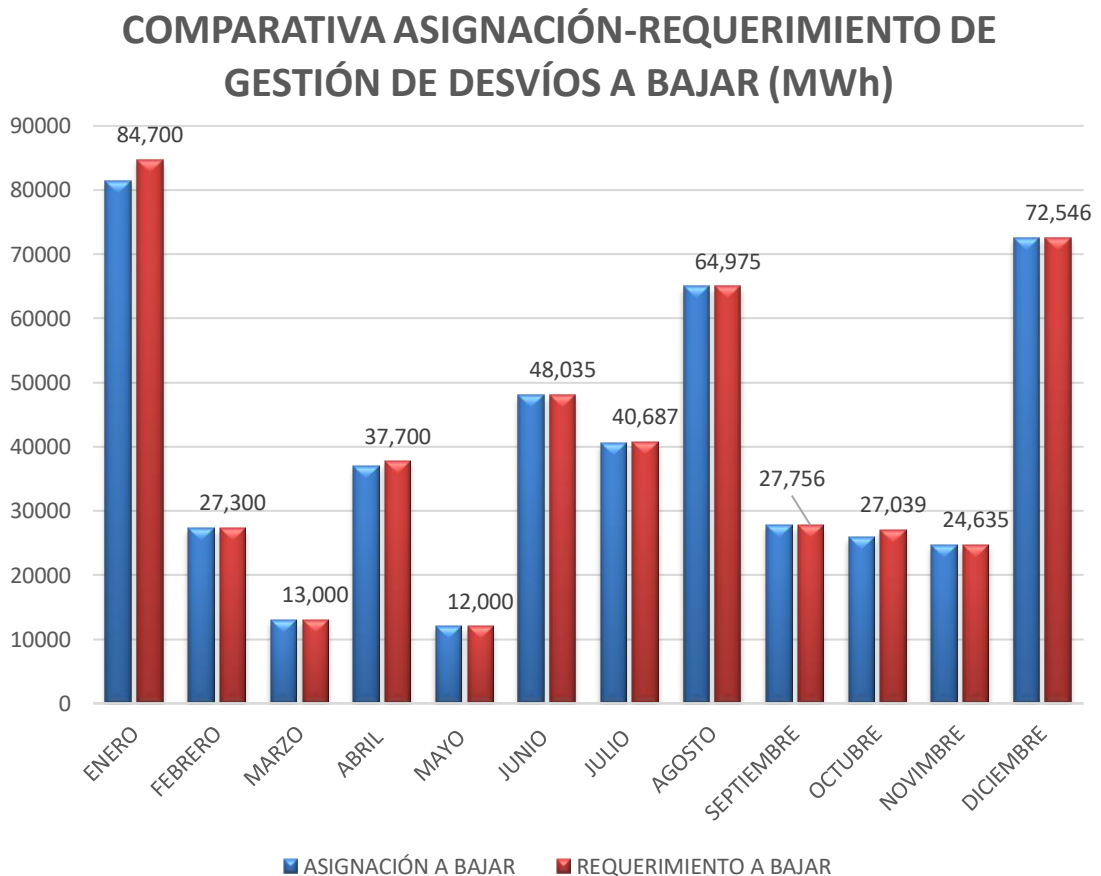


Figura 5.26- Comparativa de asignación- requerimientos de gestión de desvíos a bajar 2018

Para obtener el grado de discrepancia se utilizará la siguiente ecuación:

$$GDDDB(\%) = \frac{RB - ASB}{RB} \times 100$$

Siendo los términos de la anterior ecuación:

GDDDB: Grado de discrepancia en el caso de desvíos a bajar

RB: Requerimiento a bajar

ASB: Asignación de desvíos a bajar

El grado de discrepancia puede ser positivo o negativo, indicando si es positivo que hay más requerimientos que asignación de desvíos para un mes y negativo si ocurre lo contrario.

Es importante saber, que es más fácil tener un GDD más bajo o próximo a cero si los valores de requerimientos y asignación de desvíos para un mes son altos. Para este caso, se aprecia de una manera sencilla para los meses de enero y octubre, donde la diferencia en el mes de enero entre requerimientos y asignación a bajar es de 3338.5 MWh y en para el mes de octubre es de 1168.3 MWh. Aun así, el GDD en el mes de octubre es de 4.32% y en el mes de enero de 3.94%, esto es debido ya que los valores de RB Y ASB en el mes de enero esta en torno a 84700 MWh y en el mes de octubre 27.04 MWh.

Se representa en el siguiente gráfico los grados de discrepancia para los meses del año 2018:

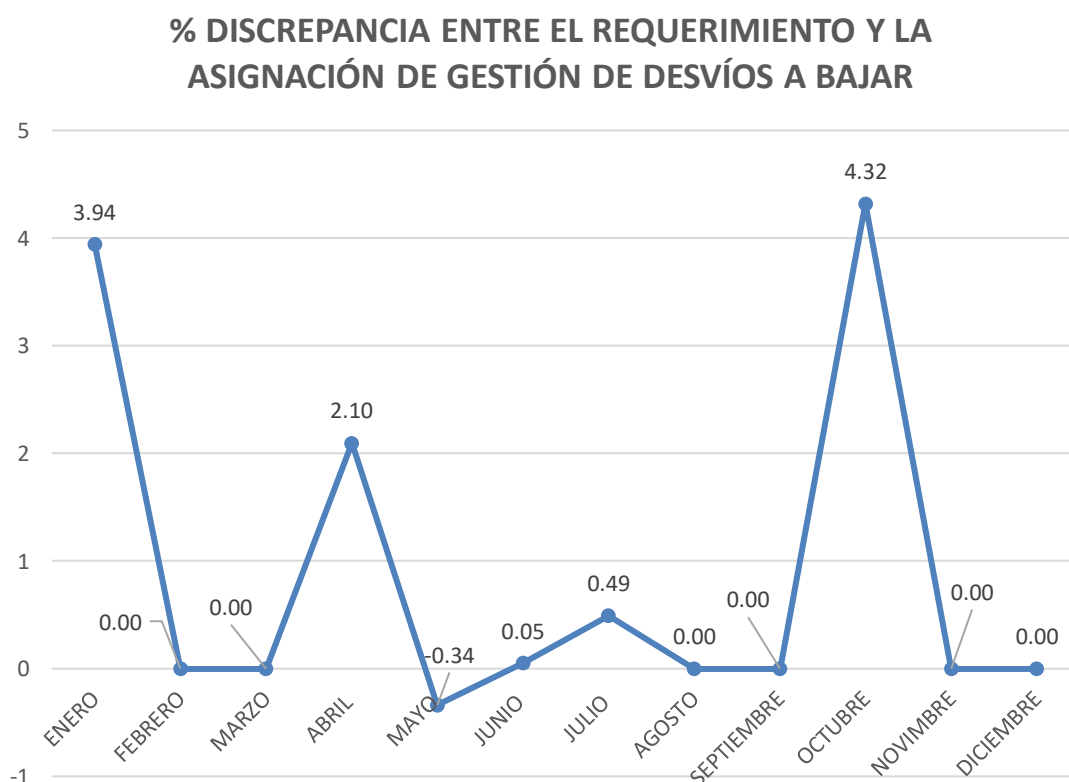


Figura 5.27- Grado de discrepancia entre requerimiento-asignación de gestión de desvíos a bajar 2018

Analizando el resultado anterior, el único valor negativo de GDD es el mes de mayo, con un valor de -0.34%.

Los valores a tener en cuenta son los de los meses de enero, abril y octubre, siendo los demás bastante próximos a cero o siendo cero.

5.5.5 Estudio de asignación de gestión de desvíos a subir Vs requerimiento a subir y grado de discrepancia.

Analizando los valores obtenidos en el caso de los desvíos a subir, se destaca que el orden de valores para requerimientos y asignación de desvíos a subir es mayor que para los de bajar, siendo la media de este de unos 157,000 MWh para el año 2018, mientras en el caso de los desvíos a bajar es de 40,000 MWh.

Se obtiene un pico máximo en el mes de agosto, con un valor de 261,012 MWh. El valor mínimo dado es el mes de mayo con un valor de 59,800 MWh.

COMPARATIVA ASIGNACIÓN-REQUERIMIENTO DE GESTIÓN DE DESVIOS A SUBIR (MWh)

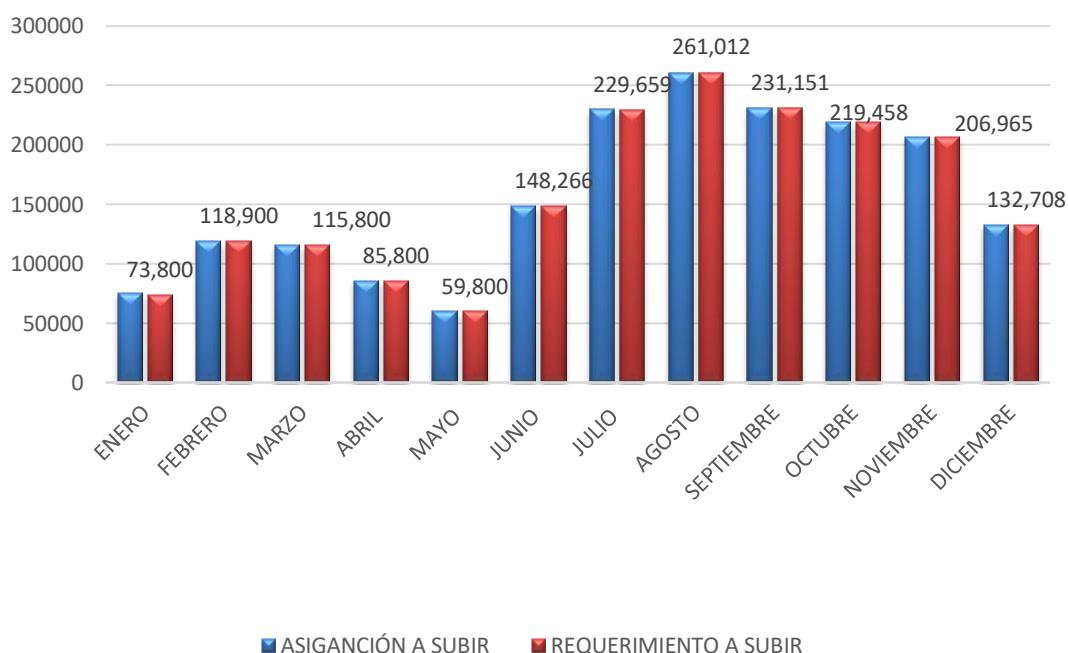


Figura 5.28- Comparativa de asignación-requerimiento de gestión de desvíos a subir 2018

Como en el caso anterior, obtenemos el grado de discrepancia con la siguiente ecuación:

$$GDDS (\%) = \frac{RS - ASS}{RS} \times 100$$

Donde los anteriores términos:

GDDS: Grado de discrepancia en el caso de desvíos a subir

RS: Requerimiento a subir

ASS: Asignación de desvíos a subir

Se obtiene la siguiente gráfica con los grados de discrepancia a subir para los meses del año 2018:

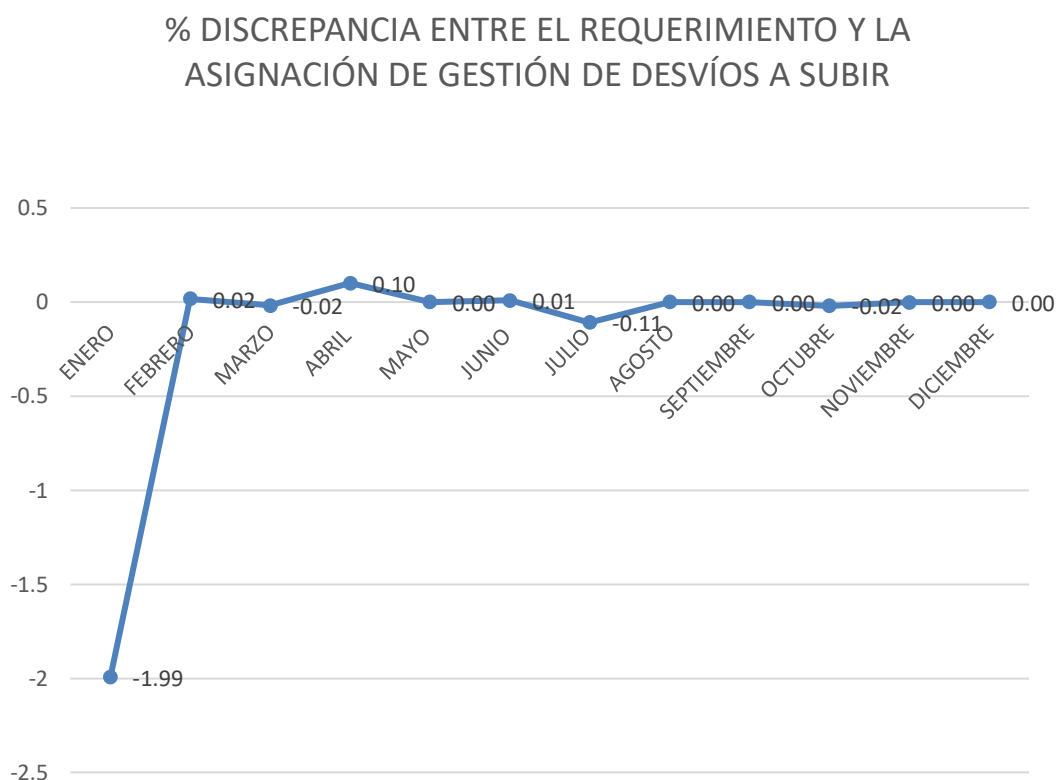


Figura 5.29- Grado de discrepancia entre requerimiento-asignación de gestión de desvíos a subir 2018

El valor a destacar se da en el mes de enero, siendo aproximadamente de un 2% el grado de discrepancia de los desvíos a subir, valor que tampoco es tan restrictivo, pero si lo es en comparación con los demás valores obtenidos en los meses restantes del año que son muy próximos o iguales al 0%.

Si se compara con el grado de discrepancia de los desvíos a bajar, se ve claramente qué en el caso de los desvíos a subir, el requerimiento y la asignación a subir, existe una mayor precisión ya que los valores de ambos son prácticamente iguales para todos los meses del año.

5.6 Tecnologías que participan en la gestión de desvíos en 2018

En este apartado se hará un estudio sobre las tecnologías que afecta a la gestión de los desvíos y se obtendrán valores generales a través de los datos obtenidos en ESIOS.

Para ello se centrará en la producción eléctrica de las energías renovables, las cuales son una de las responsables de los desvíos y también en la generación- demanda para el año 2018.

5.6.1 Desvíos provocados por la energía renovables

5.6.1.1 Correlación de desvíos Eólicos a subir y a bajar

Para comenzar se explicará cómo afecta la energía eólica en los desvíos para el año 2018, el signo de estos vendrá dado por si es de tipo a subir o bajar en cada caso. Dentro de las energías renovables es una de las que más energía produce y se verá los desvíos a subir y a bajar que provoca.

Posteriormente, se hará un estudio también de cómo afecta el factor laboralidad a los desvíos de este tipo de energía.

En el caso de los desvíos eólicos a bajar, se da un pico máximo en el mes de marzo de valor -638.38 MWh y un pico mínimo de -331.46 MWh en el mes de septiembre. Por lo general para el año 2018, se tienen valores sobre los -400MWh, teniendo del mes de enero al de abril unos desvíos eólicos a bajar superiores a la media y al resto de los meses de una forma considerable, superando estos la barrera de los -500 MWh.

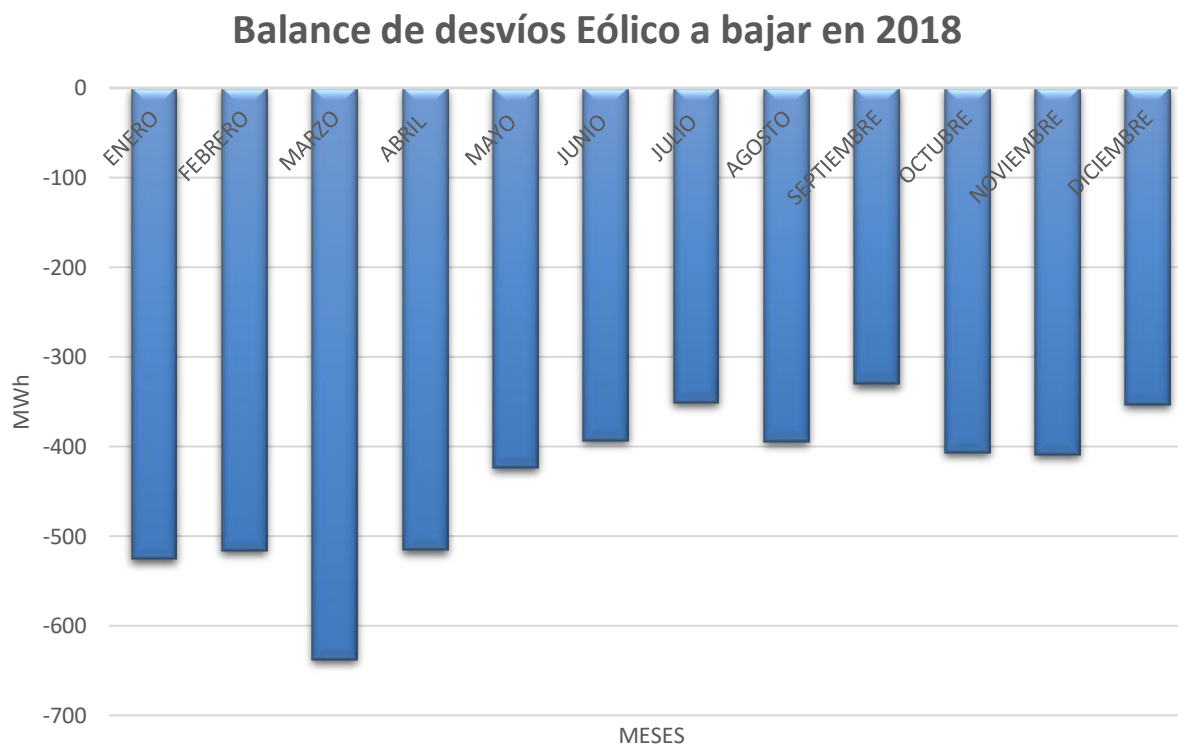


Figura 5.30- Balance de desvíos eólico a bajar en 2018

Si se tiene en cuenta el factor laboralidad, el pico máximo se da también en el mes de marzo, siendo para los días no laborables, teniendo un valor de -708.9 MWh. En general, los valores de desvíos eólicos a bajar para los días no laborables suelen ser mayor que para los días laborables, se puede apreciar en la Figura 5.30.

El valor máximo dado para los días laborables también se da en el mes de marzo, siendo de -574.40 MWh.

Los valores mínimos se dan para ambos casos en el mes de septiembre, siendo el valor para el caso de los días laborables de -327.56 MWh y para los días no laborables de -339.26 MWh.

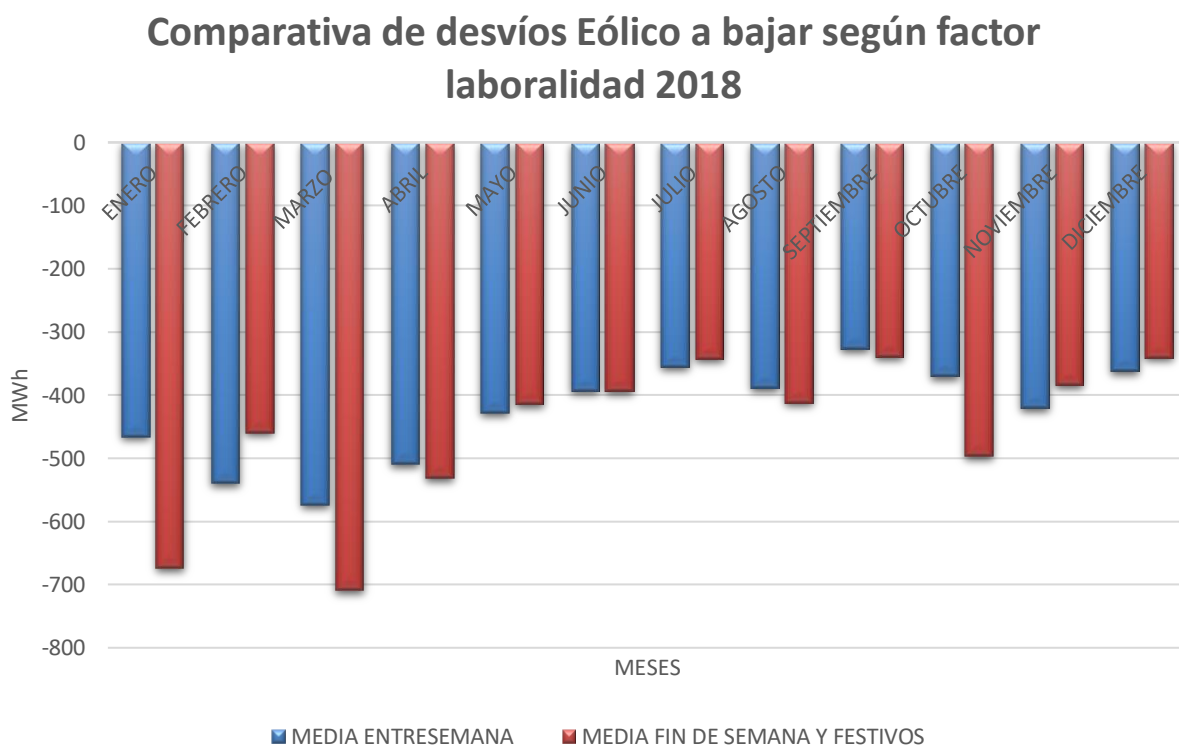


Figura 5.31- Comparativa de desvíos eólicos a bajar según factor laboralidad en 2018

También se ha hecho una comparación con la media mensual de año 2018, que se puede apreciar en la Figura 5.31:

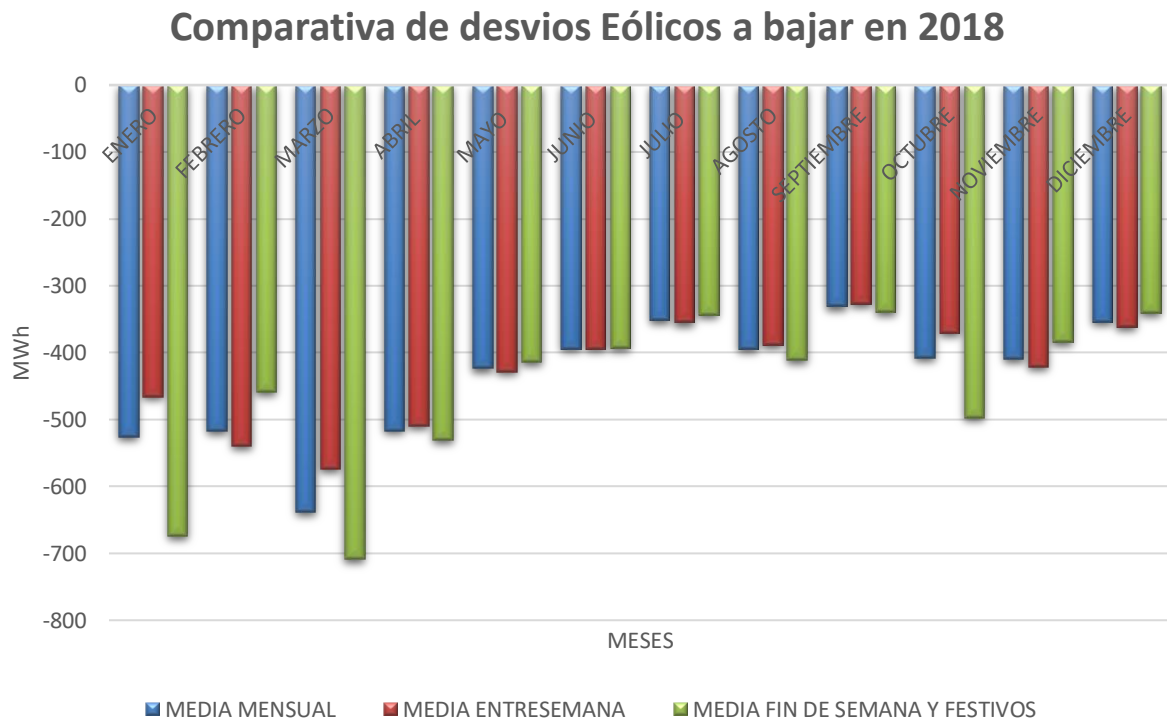


Figura 5.32- Comparativa de desvíos eólicos a bajar en 2018

En el caso de las medias anuales, se ve que en el caso de los días no laborables es superior a los días laborables, siendo de valores -458.3 MWh y -428.9 MWh respectivamente. Se representa en la Figura 5.32:

Comparativa anual de desvíos Eólico a bajar en 2018

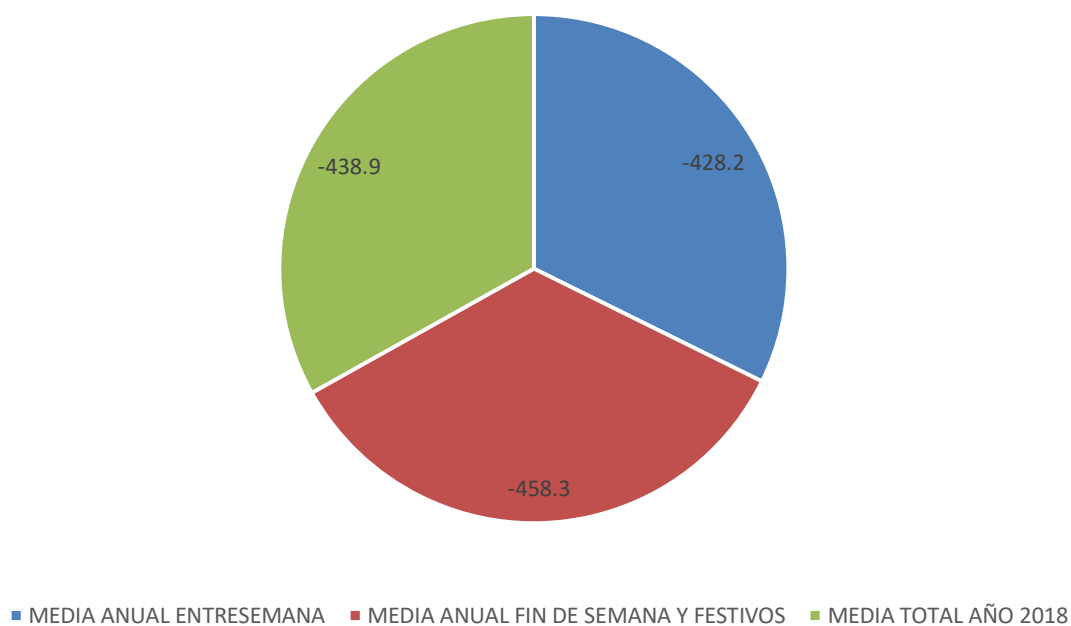


Figura 5.33- Comparativa anual de desvíos eólicos a bajar en 2018

En el caso del balance de desvíos eólicos a subir en 2018, se tiene que el mes con el pico máximo fue en marzo, con valor de 538.37 MWh y el pico mínimo en septiembre con un valor de 270.3 MWh. Comparándolo con el caso de los desvíos eólicos a bajar, se ve que los picos máximos y mínimos para ambos casos se dan en los mismos meses. El valor medio para el año 2018 de los desvíos eólicos a subir es de valor de 373.03 MWh.

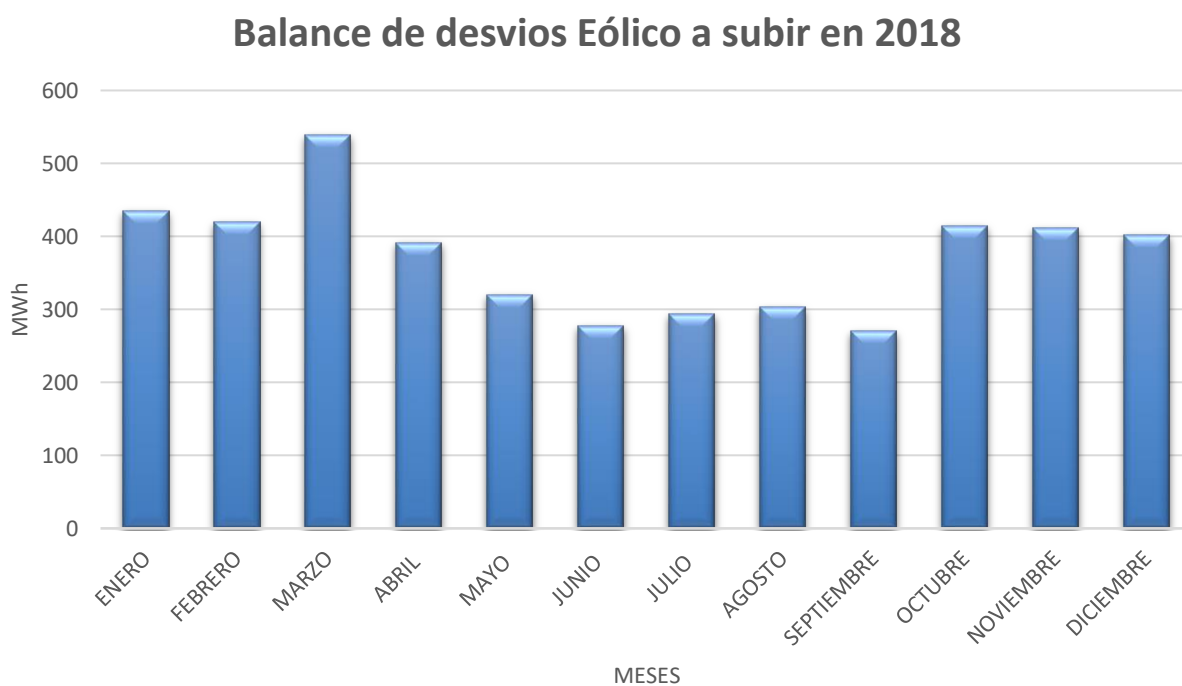


Figura 5.34- Balance de desvíos eólicos a subir según en 2018

Teniendo en cuenta el factor laboralidad, se aprecia que los valores para los días laborables como los no laborables son muy similares. Existiendo un pico máximo para los días laborables en el mes de marzo, de un valor de 541.44 MWh y un pico mínimo en el mes de junio de 275.04 MWh.

Para el caso de los días no laborables, el pico máximo se encuentra en el mes de octubre, de valor de 502.71 MWh y en el mes de septiembre se da el pico mínimo de valor de 224.78 MWh.

Comparándolo con la media mensual para el año 2018, se ve que coincide el pico máximo de los días laborables con el pico máximo de la media mensual en el mes de marzo. Lo mismo pasa con el pico mínimo, pero en este caso con los días no laborables en el mes de septiembre.

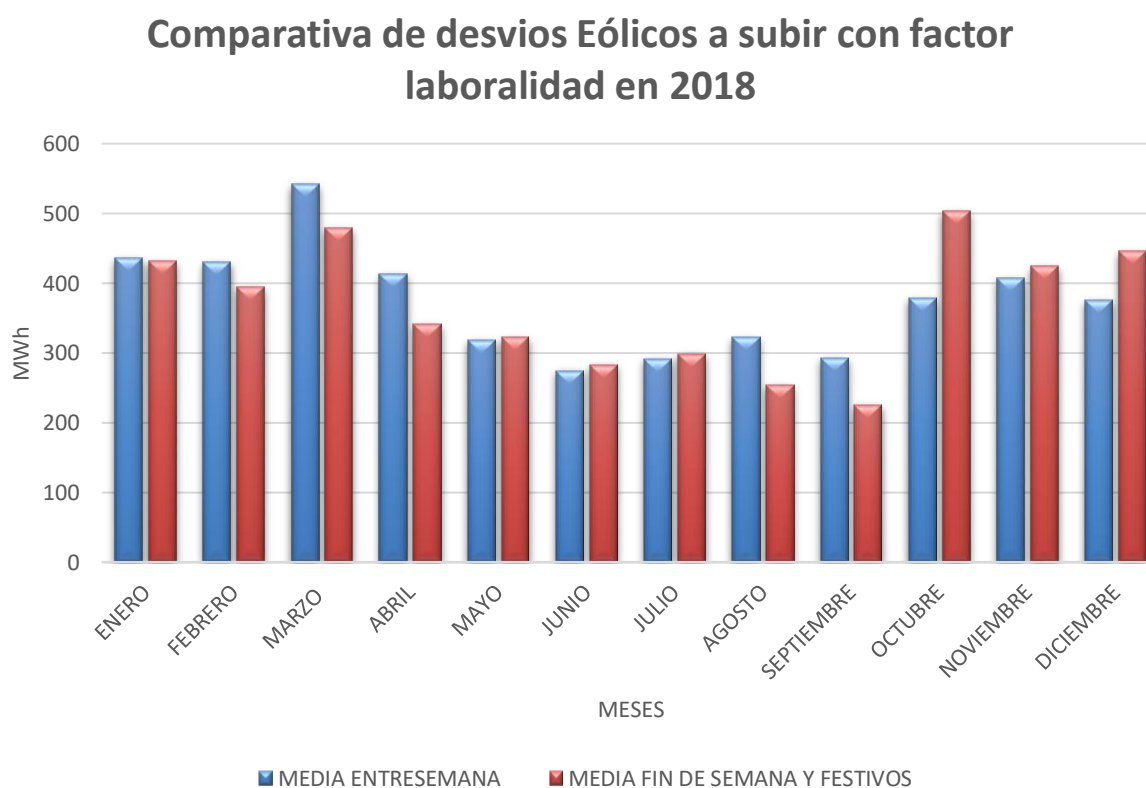


Figura 5.35- Comparativa de desvíos eólicos a subir según factor laboralidad en 2018

También se ha hecho una comparación con la media mensual de año 2018, que se puede apreciar en la Figura 5.35:

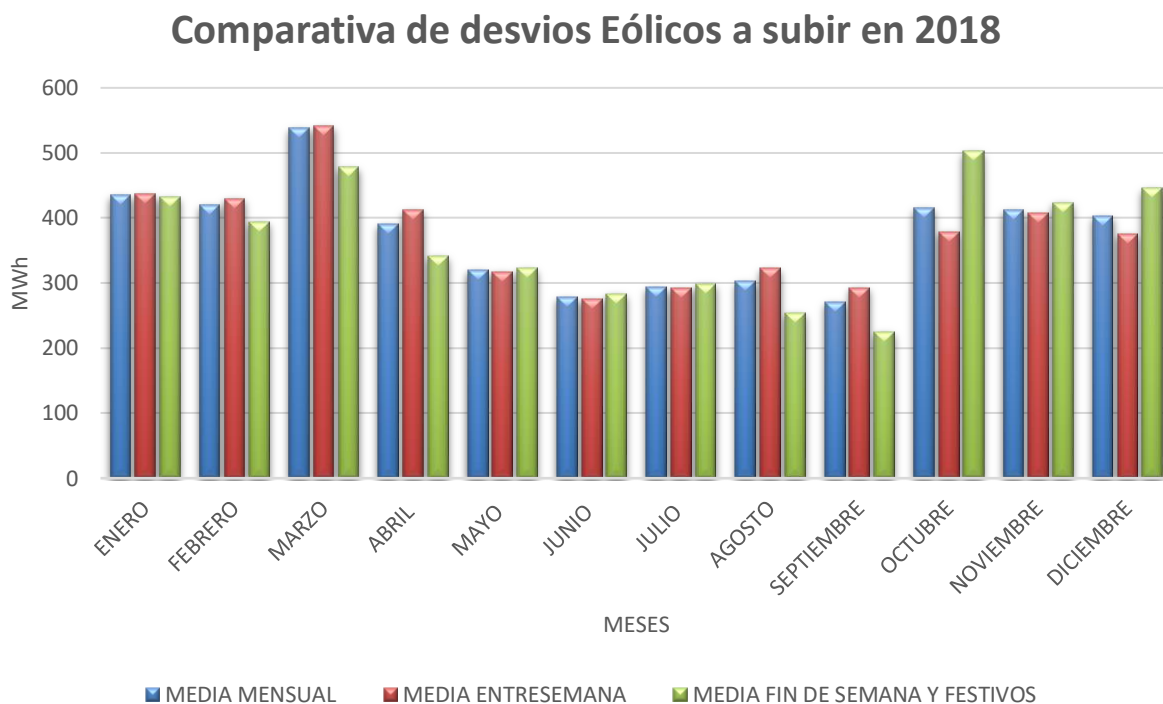


Figura 5.36- Comparativa de desvíos eólicos a subir en 2018

En el caso de las medias anuales, se ve que en el caso de los días no laborables es inferior a los días laborables, siendo de valores para los días laborables de 373.4 MWh y 366.7 MWh para los no laborables. Se representa en la Figura 5.36:

Comparativa anual de desvíos Eólico a subir en 2018

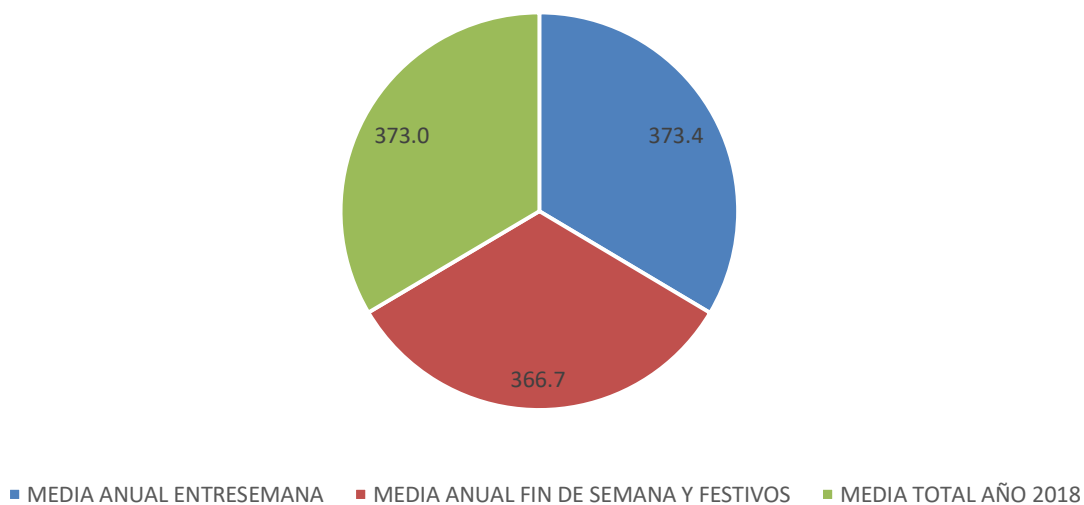


Figura 5.37- Comparativa anual de desvíos eólicos a subir en 2018

5.6.1.2 Correlación de desvíos Solares a subir y a bajar

Para el año 2018, se da que el pico máximo para los desvíos solares a bajar es de -94.64, en el mes de enero. En el caso del pico máximo dado, es en el mes de junio, de valor de -234.11 MWh.

La media anual para el 2018 fue de -152.48 MWh.

Para el caso de los desvíos solares tanto a subir como a bajar, se verá que en comparación con los desvíos eólicos son de valores bastantes inferiores.

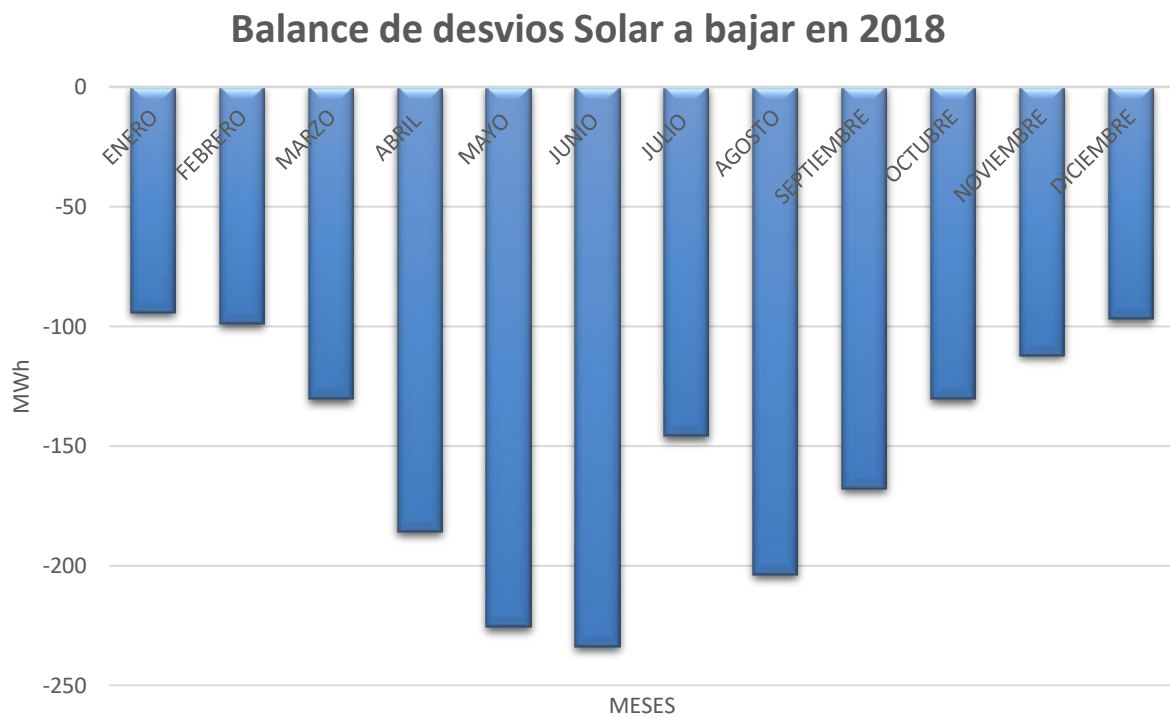


Figura 5.38- Balance de desvíos solar a bajar en 2018

En el caso del balance de desvíos solares a subir en 2018, la media anual es de 119.15 MWh.

El pico máximo de valor de 180.79 se da en el mes de mayo y el pico mínimo que se da en el mes de diciembre tiene un valor de 65.89 MWh.

Comparándolo con el desvío solar a bajar, tienen valores similares, pero el desvío a solar a subir tiene un valor medio anual inferior, exactamente de 28.31 MWh de diferencia, teniendo en cuenta los valores absolutos de los desvíos a bajar para poder realizar la comparación.

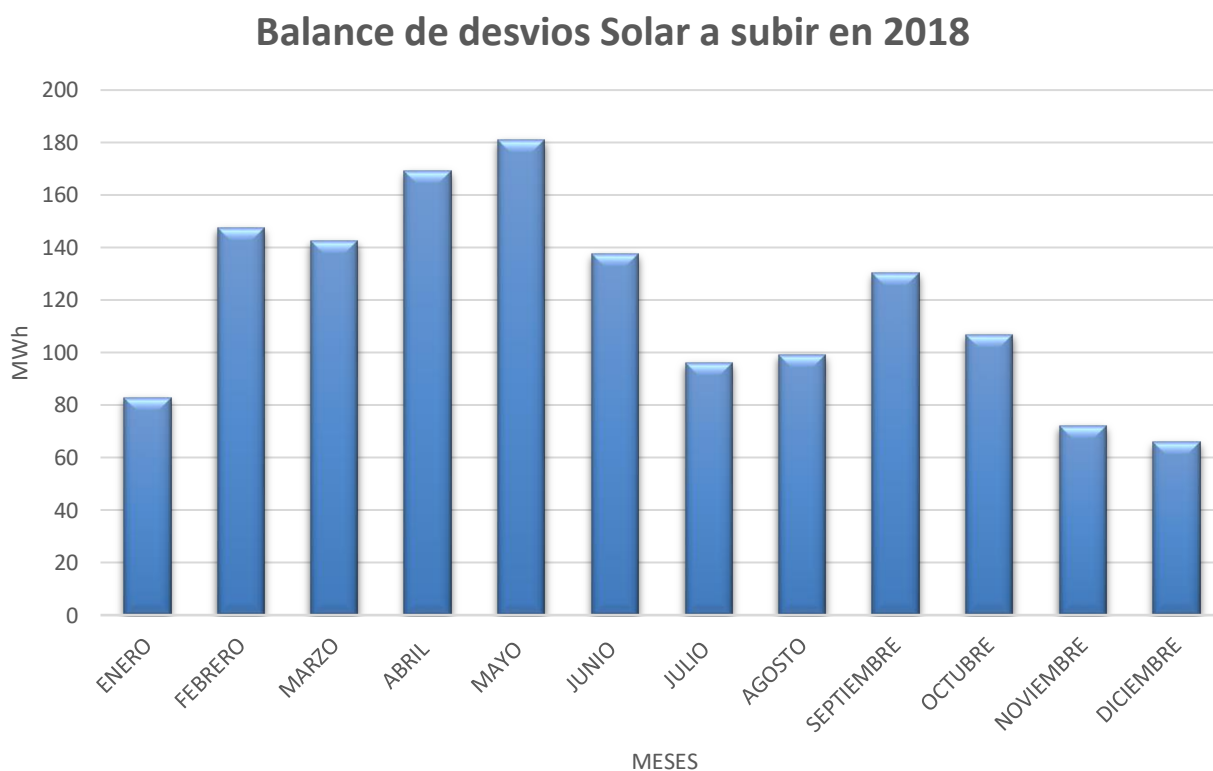


Figura 5.39- Balance de desvíos solar a subir en 2018

5.6.2 Desvíos netos provocados por Generación-Demanda

La siguiente es la definición dada por ESIOS: “Suma de los desvíos a subir y a bajar de generación respecto a la demanda en una hora, cada uno de ellos con su signo.”

Se analizará la energía empleada para los desvíos netos provocados por la generación-demanda en el año 2018, teniendo en cuenta la utilización del signo empleado, de un valor positivo, significará que para esa hora los servicios de ajuste actuaron produciendo más energía para cubrir un déficit, por lo tanto, disminuyendo la producción para corregir un exceso en el caso negativo.

Se tiene el valor máximo en el mes de mayo de 295.1 MWh y el valor mínimo en el mes de enero de -79.2 MWh.

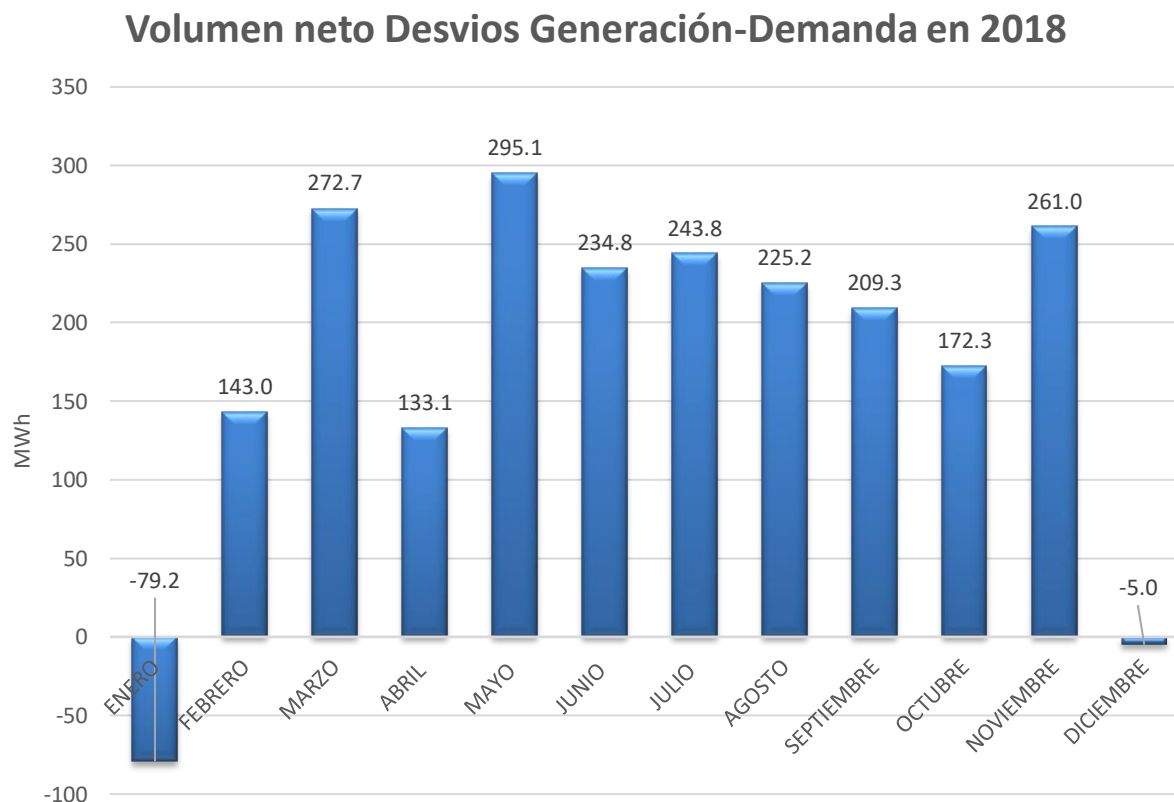


Figura 5.40- Volumen neto de desvíos generación-demanda en 2018

Teniendo en cuenta el factor laboralidad, se ve claramente en la figura 5.40, que el caso de los días laborables se tiene valores normalmente superiores y más restrictivos a los no laborables, ya sean en el marco positivo (del mes de febrero al mes de noviembre) o negativo (el mes de enero y diciembre).

El pico máximo se da en el mes de julio, por los días laborables, de valor de 346.20 MWh. Se tiene un pico mínimo, también dado por los días laborables, de valor -160.79 MWh, en el mes de enero. A destacar el mes de julio, donde coincide el pico máximo dado para los días laborables y general, con la coincidencia de un valor negativo de -6.44 MWh para los días no laborables.

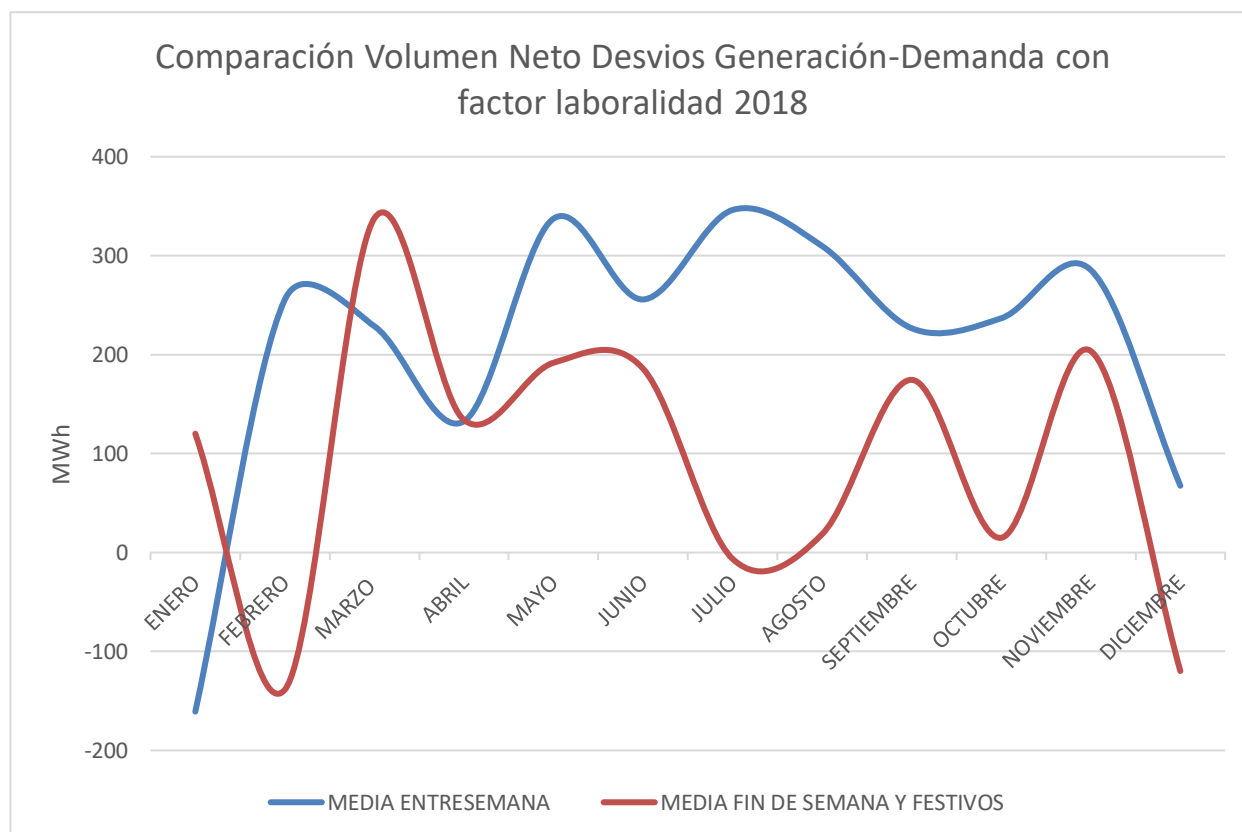


Figura 5.41- Comparación del volumen neto de desvíos generación-demanda con factor laboralidad en 2018

También se realiza una comparación con la media mensual de año 2018, que se puede ver en la Figura 5.41:

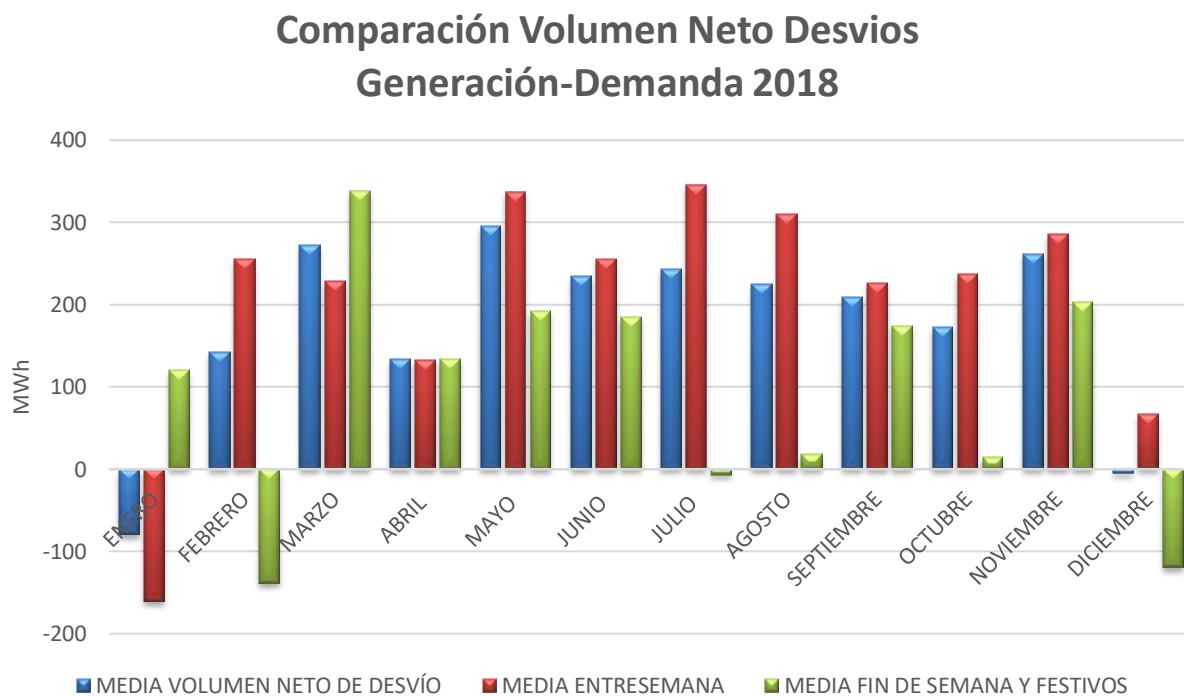


Figura 5.42- Comparación del volumen neto de desvíos generación-demanda en 2018

En el caso de las medias anuales, se ve que el valor de los días laborables es muy superior a los días no laborables, siendo de valores para los días laborables de 210.15 MWh y 93.05 MWh para los no laborables. Se representa en la Figura 5.42:

Media anual de Volumen Neto de Desvíos Generación-Demanda en 2018

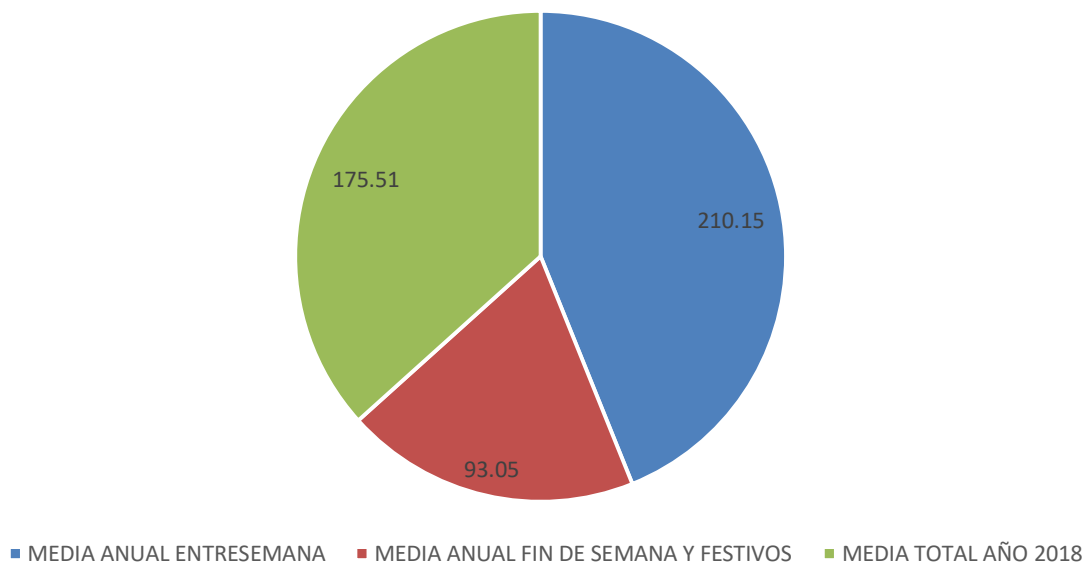


Figura 5.43- Media anual del volumen neto de desvíos generación-demanda en 2018

5.7 Volumen de Energía en Gestión de desvíos.

El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión. La asignación se basa en las ofertas de incremento y reducción del programa de las Unidades de Programación habilitadas que participan en dicha convocatoria. La valoración de las modificaciones programadas para la resolución de los desvíos se realiza al precio marginal de las ofertas asignadas en cada periodo horario.

Este servicio se encuentra regulado en el P.O.-3.3.

Se hará un estudio sobre el volumen de energía neto y absoluto de la gestión de desvíos para el año 2018. En el primer caso será un estudio general y posteriormente se hará teniendo en cuenta el factor de laboralidad en cada caso.

5.7.1 Volumen absoluto de desvíos

El desglose de este indicador muestra las energías asignadas a subir y a bajar en el proceso de gestión de desvíos, ambas en valor absoluto.

Para el año 2018 se tiene que el volumen de energía absoluto de gestión de desvíos tiene un valor superior con diferencia para los últimos seis meses del año que para el resto, siendo en el mes de junio cuando comienza el crecimiento del volumen absoluto de energía de desvíos.

Se tiene el pico máximo en el mes de agosto con un valor de 438.16 MWh y el valor mínimo se da en el mes de mayo con un valor de 96.56 MWh.

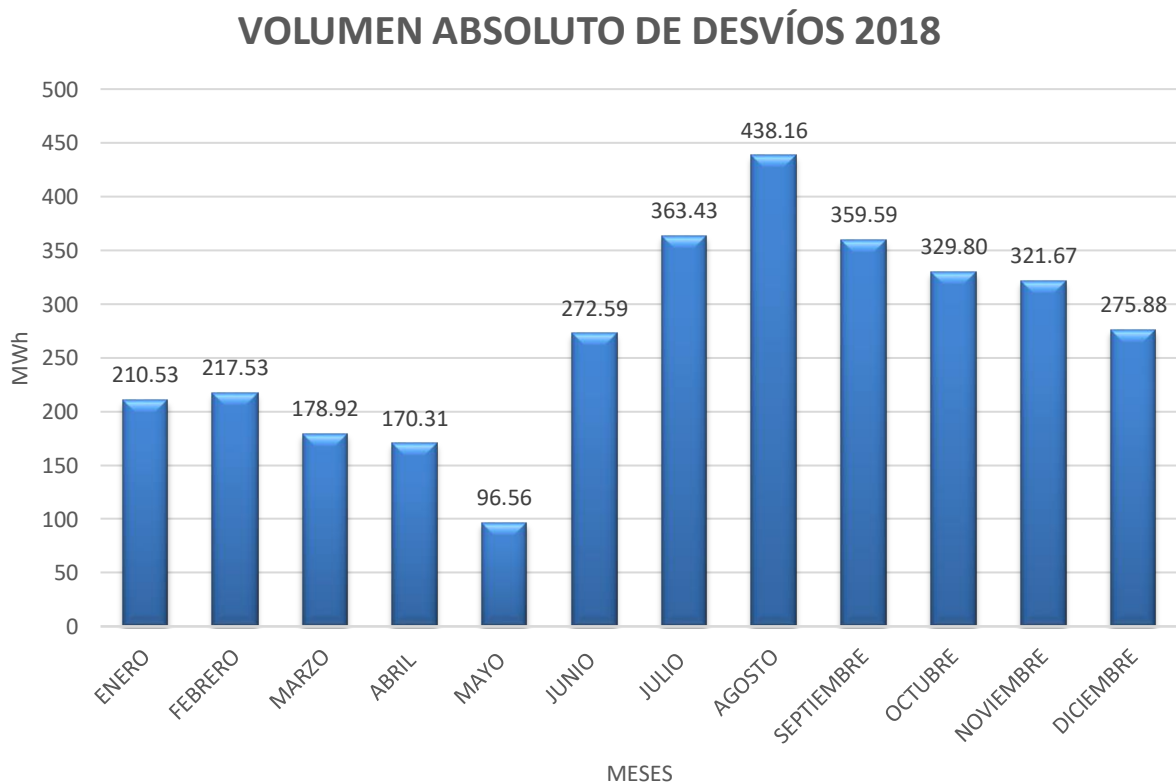


Figura 5.44- Volumen absoluto de desvíos en 2018

5.7.2 Volumen neto de desvíos

El desglose de este indicador muestra las energías asignadas a subir y a bajar en el proceso de gestión de desvíos, cada una de ellas con su signo.

En este apartado hay que destacar el valor negativo para el volumen neto de desvíos en el mes de enero, con un valor de -8.19 MWh, el resto de valores para el año 2018 son positivos.

Por otra parte, el pico máximo se da en el mes de septiembre, con un valor de 282.49 MWh. También se ve el patrón que se sigue, siendo los valores del volumen neto de desvíos de los meses de julio a noviembre muy superiores al resto, de un orden de magnitud de los 250 MWh aproximadamente.

Para cuando se da un valor negativo en dichos desvíos, denotan que para esa hora los servicios de ajuste actuaron disminuyendo la producción para corregir un exceso. En el caso contrario, si el valor de los desvíos es positivo, los servicios de ajustes actuaron produciendo más energía para cubrir un déficit.

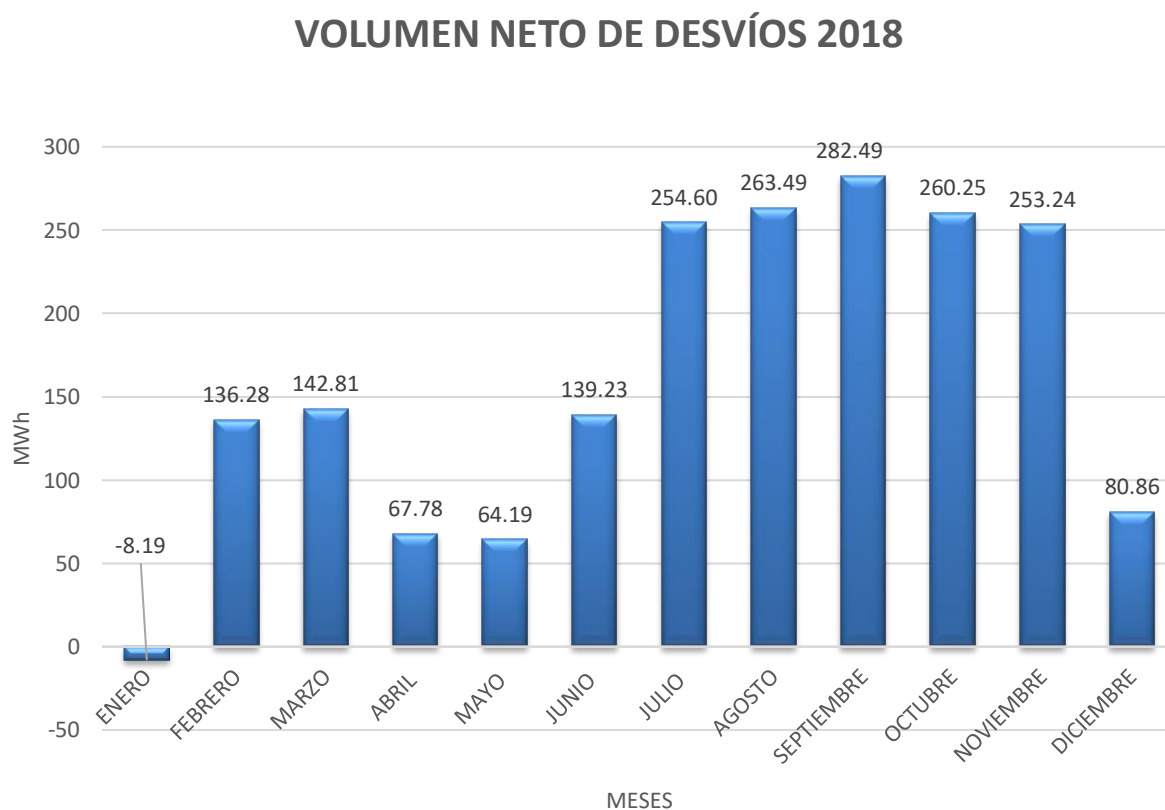


Figura 5.45- Volumen neto de desvíos en 2018

5.7.3 Volumen absoluto de desvíos con el factor de laboralidad

Se hará un estudio de como varia el volumen absoluto de desvíos en el año 2018 para los días festivos y fin de semana tanto para los días entresemana.

En este caso sigue un patrón claro para todos los meses del año 2018, exceptuando el mes de enero, donde se comporta de forma inusual, siendo el valor del volumen para los días festivos mayor que para los días entresemana.

El pico máximo se da en el mes de agosto, teniendo un valor de 536 MWh, correspondiendo al campo de días entresemana.

En cambio, el valor mínimo se da en el mes de mayo, para los días festivos, teniendo un valor de 90.4 MWh, aunque para este mes el valor para el campo de los días entresemana tiene un valor parecido, siendo el mes con el valor más bajo de volumen de desvíos absoluto, teniendo un valor de 99.08 MWh.

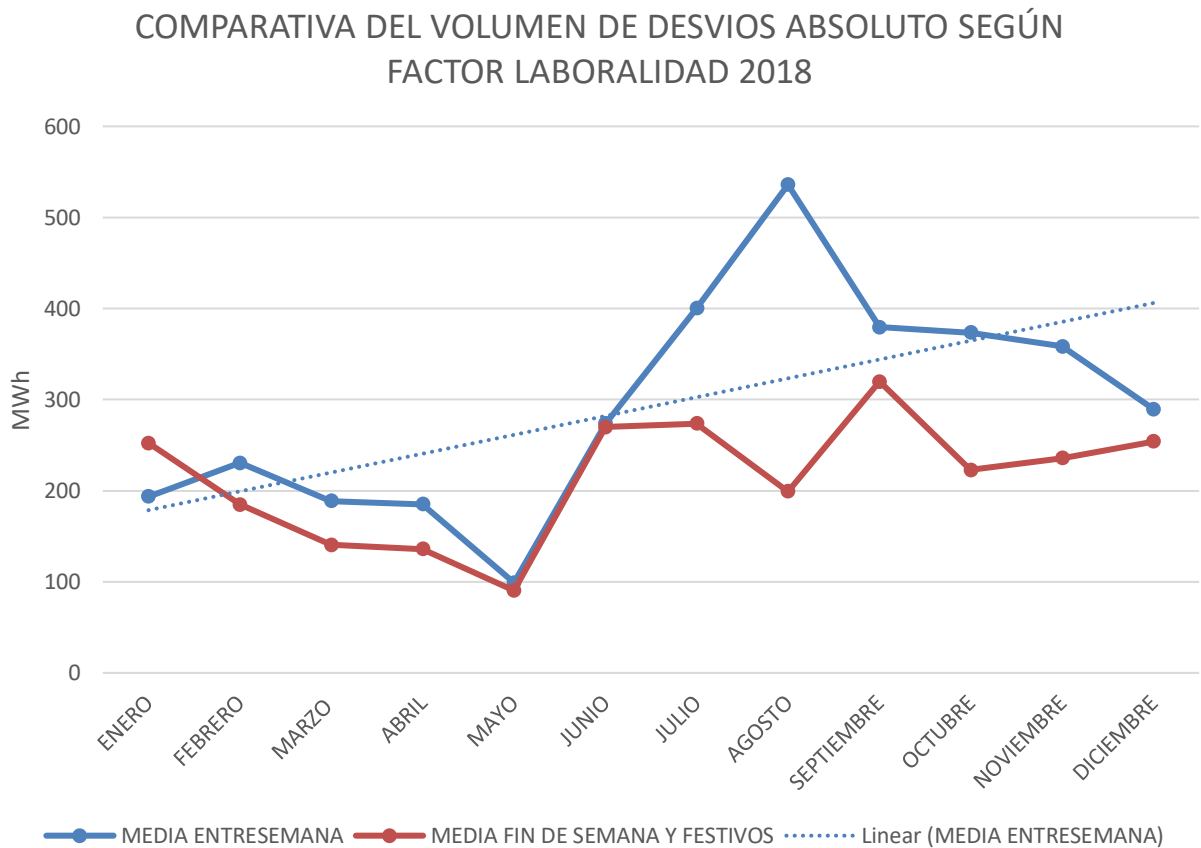


Figura 5.46- Comparativa del volumen de energía absoluto de desvíos con según factor laboralidad en 2018

En la siguiente figura, se hace una comparativa incluyendo también la media general mensual sin tener en cuenta el factor laboralidad, aquí se ve cómo afecta a esta los valores medios mensuales calculados para los días laborables (días entresemana) y los días no laborables (días de fin de semana y festivos).

También se obtienen las medias anuales de cada campo anteriormente mencionado, siendo de 292.33 MWh para los días entresemana y de 214.92 MWh para los días no laborables.

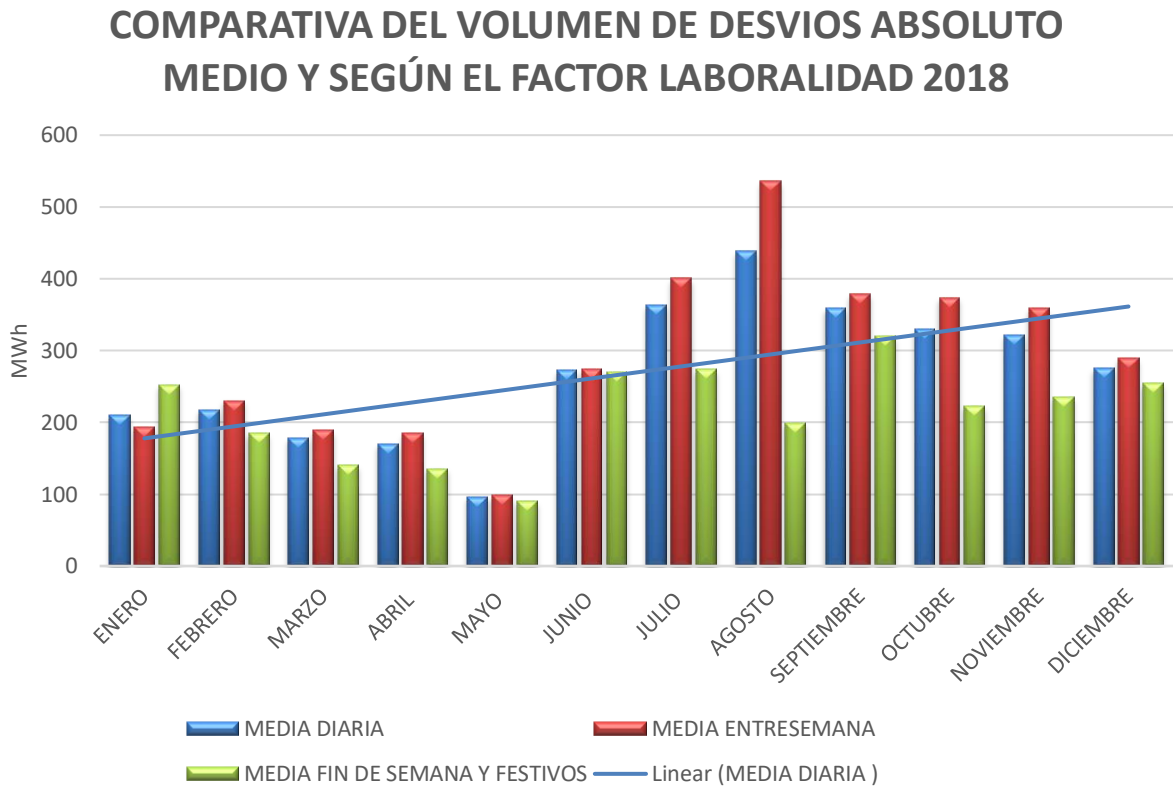


Figura 5.47- Comparativa del volumen de desvío absoluto medio y según el factor laboralidad en 2018

COMPARATIVA MEDIA ANUAL DIARIA, DIAS ENTRESEMA Y FIN DE SEMANAS Y FESTIVOS 2018 (MWh)

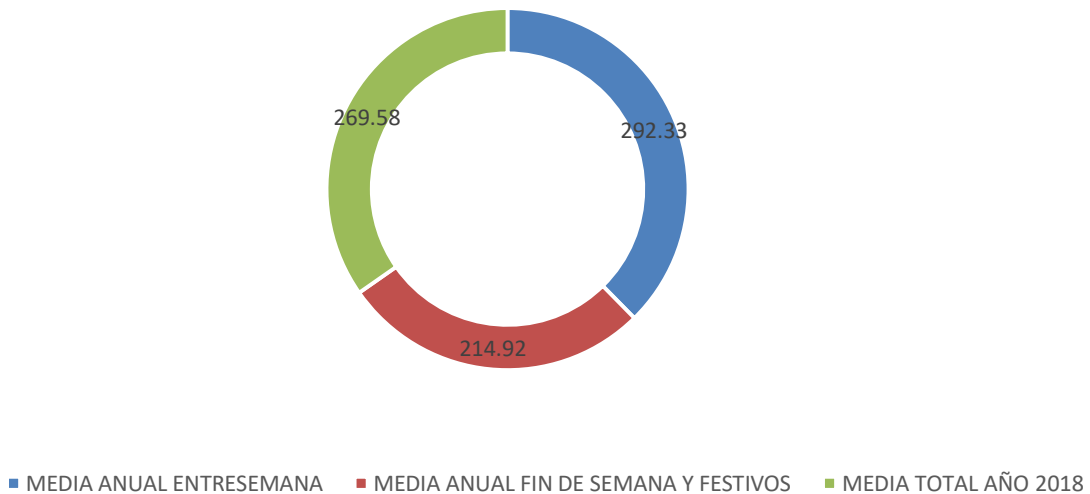


Figura 5.48- Comparativa media anual diaria del volumen de desvío absoluto y según el factor laboralidad en 2018

5.7.4 Volumen neto de desvíos con el factor de laboralidad

En este apartado se verá la influencia de la laboralidad, pudiéndose dar valores negativos, ya que se está en el caso del volumen neto.

Analizando el estudio para el 2018, cabe a destacar que siempre menos en el mes de enero el volumen neto de desvíos para los días entresemana está por encima que los valores de los días festivos, dándose así el pico mínimo para el caso de los días entresemana en dicho mes, de valor -44.41 MWh, también el único valor negativo que se da para este caso.

El otro valor negativo que se encuentra es en el mes de diciembre, pero en este caso corresponde con los días festivos, de valor de -12.65 MWh, siendo así el pico mínimo para este caso.

En el caso de los picos máximos, para los días entresemana se encuentra en el mes de agosto, con un valor correspondiente de 353.05 MWh y en el caso de los días festivos el valor máximo dado se encuentra en el mes de septiembre con un valor de 247.20 MWh.

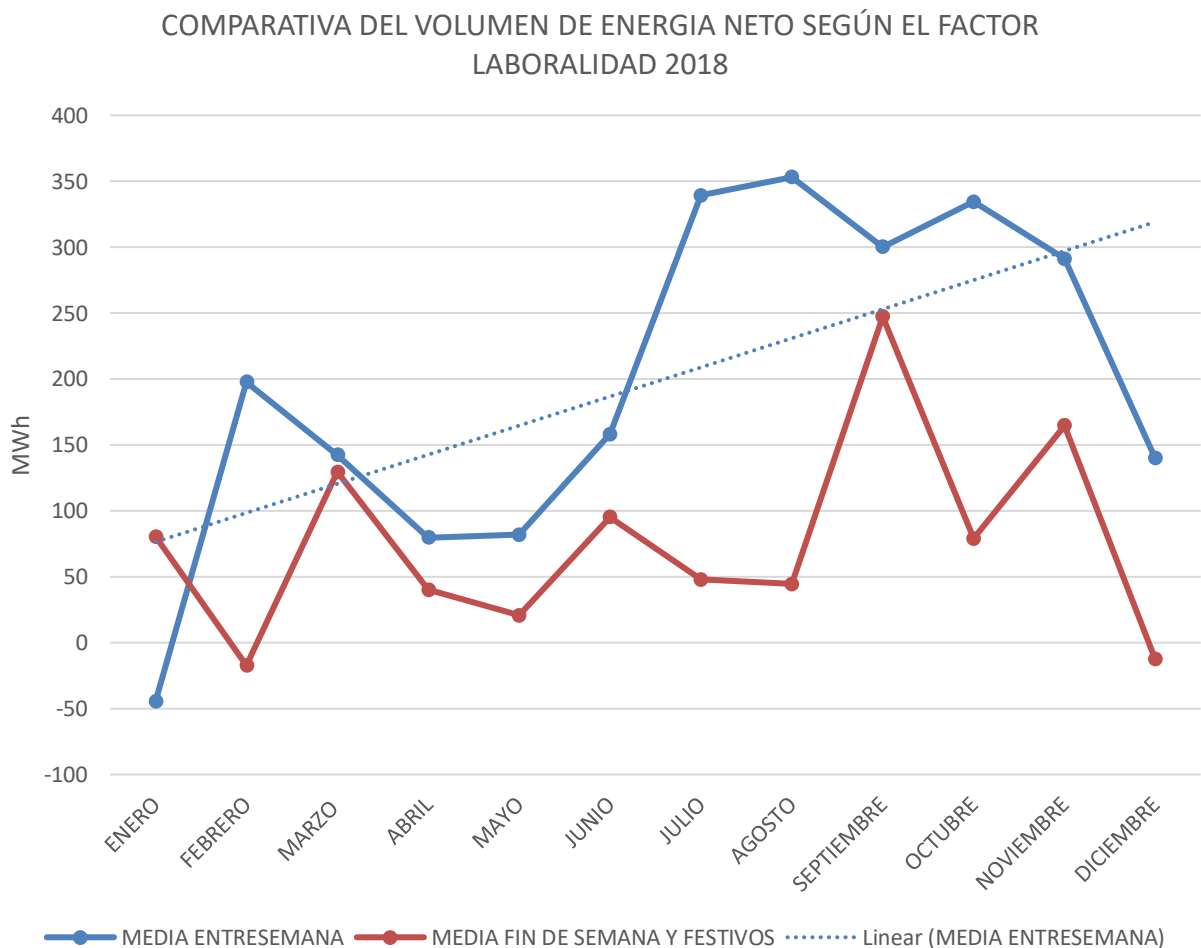


Figura 5.49- Comparativa del volumen de desvío neto según el factor laboralidad en 2018

En las siguientes figuras, 5.50 y 5.51, se hace una comparativa incluyendo también la media general mensual sin tener en cuenta el factor laboralidad, aquí se ve cómo afecta a esta los valores medios mensuales calculados para los días laborables (días entresemana) y los días no laborables (días de fin de semana y festivos).

También se obtienen las medias anuales de cada campo anteriormente mencionado, siendo de 197.77 MWh para los días entresemana y de 76.61 MWh para los días no laborables.

COMPARATIVA DEL VOLUMEN DE ENERGIA NETO MEDIO Y SEGÚN EL FACTOR LABORALIDAD 2018

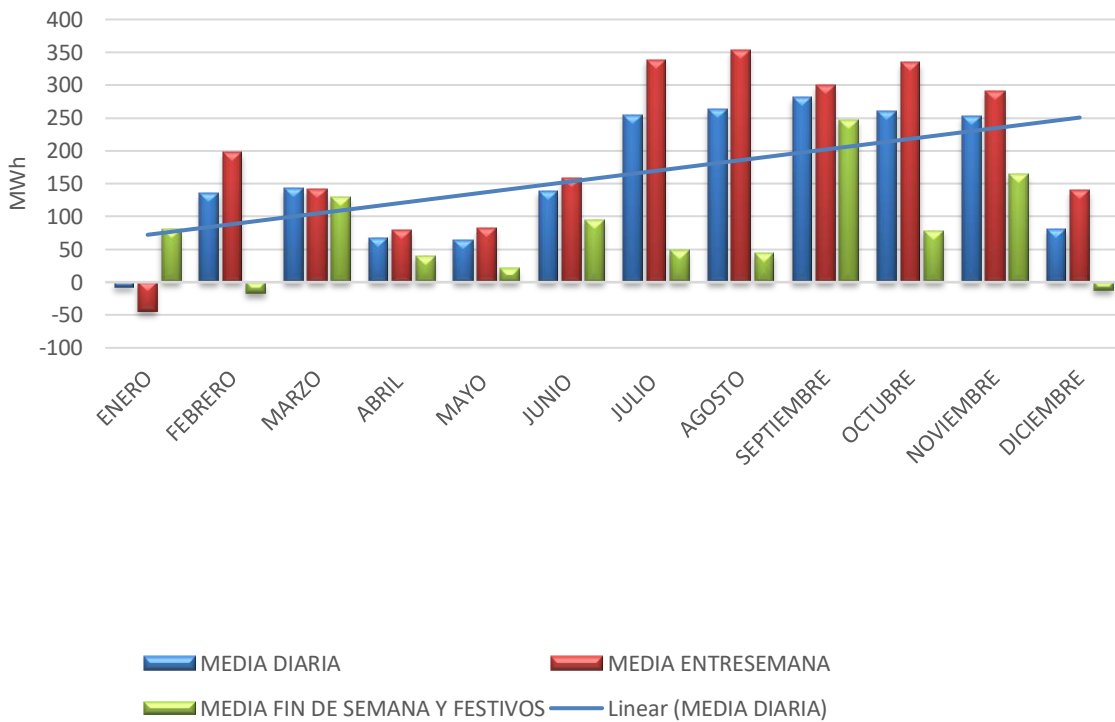


Figura 5.50- Comparativa del volumen de desvío neto medio y según el factor laboralidad en 2018

COMPARATIVA MEDIA ANUAL DIARIA DEL VOLUMEN NETO DE DESVIOS Y
SEGÚN FACTOR LABORALIDAD 2018

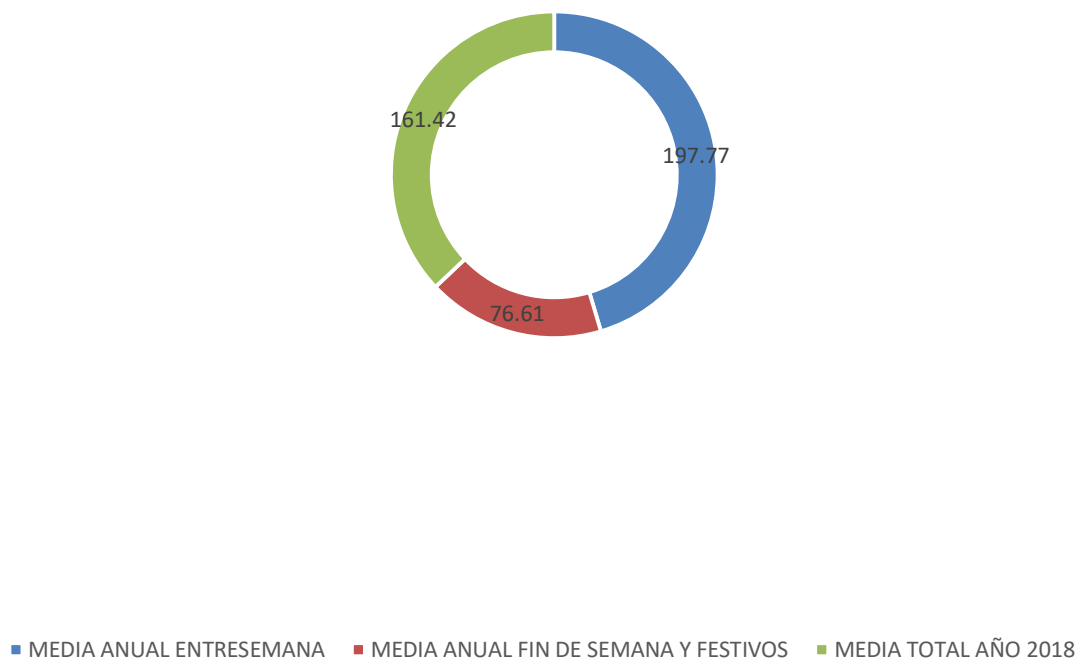


Figura 5.51- Comparativa media anual diaria del volumen de desvío neto y según el factor laboralidad en 2018

6 CONCLUSIÓN DE LA GESTIÓN DE DESVÍOS EN EL AÑO 2018

La tecnología, como el arte, es un gran ejercicio de la imaginación humana.

- Daniel Bell -

Una vez realizado en el apartado anterior, todo el análisis del mercado de gestión de desvíos en el año 2018, se puede determinar las siguientes conclusiones:

- Los precios de los desvíos tanto a subir como a bajar tienen valores muy similares a los precios del mercado diario, aunque siempre siendo el valor de estos algo inferior.
- Los precios de los desvíos a bajar son mayores en verano que en invierno para el año 2018.
- Los precios de los desvíos a subir son mayores en la segunda mitad (6 meses últimos) del año 2018.
- Los precios de los desvíos a subir son en general mayores que a los precios de desvíos a bajar.
- Los requerimientos de desvíos a subir son mayores siempre a los requerimientos de desvíos a bajar en el año 2018 menos en un único mes, el mes de enero. Ocurre exactamente lo mismo para la asignación de la gestión de desvíos.
- La asignación de los desvíos a bajar para días no laborables suele ser mayor que la asignación de los desvíos a bajar de días laborables en el año 2018. Obteniendo del análisis, que en 7 meses del año 2018 ha sido de valor superior la asignación de los desvíos a bajar de los días no laborables frente a los laborables.

En el caso de la asignación de desvíos a subir, ocurre totalmente contrario, siendo siempre el valor de estos en los días laborables superior que los días no laborables, exceptuando solo el mes de enero.

- El grado de discrepancia entre el requerimiento y asignación en el año 2018 de los desvíos a subir es próximo al 0% menos en solo un mes (enero) que es del -2%, en cambio, en el caso del grado de discrepancia de los desvíos a bajar es más inestable, teniendo tres picos importantes, siendo todos de signo positivo.

- El orden de magnitud de los desvíos eólicos a subir es inferior al de bajar, siendo los valores medios anuales para el año 2018 de 373 MWh y -483.9 MWh respectivamente.
- Al realizar el análisis de los desvíos eólicos en el 2018, se obtienen un patrón, donde los valores mínimos se dan en los meses de verano. Respecto al factor laboralidad, no se saca nada en claro, ya que los valores para los días laborables y los no laborables tienen valores similares.
- Los desvíos solares a subir son también inferiores a los de bajar, teniendo como valores medios anuales para el año 2018 de 119.15 MWh y -152.48 MWh respectivamente.
- Al analizar los desvíos por energías renovables en el año 2018, se tiene en conclusión el valor superior que se tiene en los desvíos eólicos respecto a los desvíos solares, tanto a bajar como a subir.

El orden de magnitud de los desvíos eólicos a subir y a bajar medios anuales son 373 MWh y -483.9 MWh respectivamente, mientras que los desvíos solares a subir y a bajar tienen valores medios anuales de 119.15 MWh y -152.48 MWh.

- Para el caso del volumen neto de desvíos de generación-demanda, se aprecia con los datos obtenidos, que para el año 2018, mayoritariamente el signo es positivo, es decir, significará que para esa hora los servicios de ajuste actuaron produciendo más energía para cubrir un déficit. Solo es negativa para los meses de enero y diciembre se disminuye la producción para corregir un exceso.
- El volumen absoluto de desvíos tiene valores bastante superiores en los últimos 6 meses del año 2018.
- Para el volumen neto y absoluto de desvíos, analizándolo del punto de vista del factor laboralidad, en ambos prevalece el valor del volumen de desvíos de los días laborables.

GLOSARIO

DSVu,s: Desvío medido para la unidad u en la sesión s .

EMBu,s: Energía Medida en Barras de central para la unidad u en la sesión s .

PHOu,s: Programa Horario Operativo resultante para la unidad u en la sesión s .

PHFu,s: Programa Horario Final resultante para la unidad u en la sesión s .

ESABu,s: Energía gestionada en los Servicios de Ajuste y Balance para la unidad u en la sesión s .

NNBSs : Necesidad Neta de energías de Balance del Sistema para la sesión s .

ESABr,s,sen : Energía gestionada en los Servicios de Ajuste y Balance mediante el mecanismo r , para la sesión s y con el sentido sen . Positiva si aumenta la producción y negativa si reduce la producción. r Regulación Secundaria, Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos. sen Sentido, aumentar generación o disminuir generación.

PDSs: Precio del Desvío a Subir en la sesión s .

PMDs: Precio del Mercado Diario en la sesión s .

PMPEsABBs: Precio Medio Ponderado de la Energía gestionada por los Servicios de Ajuste y Balance a Bajar en la sesión s .

PERsB Precio de la Energía gestionada en la Regulación Secundaria a Bajar.

ERsB Energía gestionada en la Regulación Secundaria a Bajar.

PERtB Precio de la Energía gestionada en la Regulación Terciaria a Bajar.

ERtB Energía gestionada en la Regulación Terciaria a Bajar.

PEGDB Precio de la Energía gestionada en la Gestión de Desvíos a Bajar.

EGDB Energía gestionada en la Gestión de Desvíos a Bajar.

PDBs Precio del Desvío a Bajar en la sesión s .

PMDs Precio del Mercado Diario en la sesión s .

PMPEsABSs Precio Medio Ponderado de la Energía gestionada por los Servicios de Ajuste y Balance a Subir en la sesión s .

PERsS : Precio de la Energía gestionada en la Regulación Secundaria a Subir.

ERsS : Energía gestionada en la Regulación Secundaria a Subir.

PERtS : Precio de la Energía gestionada en la Regulación Terciaria a Subir.

ERtS : Energía gestionada en la Regulación Terciaria a Subir.

PEGDS: Precio de la Energía gestionada en la Gestión de Desvíos a Subir.

EGDS: Energía gestionada en la Gestión de Desvíos a Subir.”

DCs,sl Derecho de Cobro del sujeto de liquidación *sl* en la sesión *s*.

DSVs,sl Desvío total del sujeto de liquidación *sl* en la sesión *s*.

DESVs Desvío total del sistema en la sesión *s*.

$\Sigma DSVs,slp$ Suma de los desvíos de los sujetos de liquidación que se desvían a subir *p*.

F Factor que indica la influencia que tienen los errores contrarios al sistema sobre el error global del sistema.

SM1: Sujeto de mercado 1

PMD OMIE: Precio del MWh en el mercado diario

PDS: Precio del MWh de desvío a subir

PDB: Precio del MWh de desvío a bajar

CDS: Coste del MWh del desvío a subir

CDB: Coste del MWh del desvío a bajar

FAV: Favorable

CON: En contra

GDDB: Grado de discrepancia en el caso de desvíos a bajar

RB: Requerimiento a bajar

ASB: Asignación de desvíos a bajar

GDDS: Grado de discrepancia en el caso de desvíos a subir

RS: Requerimiento a subir

ASS: Asignación de desvíos a subir

7 BIBLIOGRAFÍA

<https://www.magnuscmd.com/es/>

<https://elperiodicodelaenergia.com/>

<https://www.esios.ree.es>

<https://www.ree.es/>

www.omie.es/

<https://entrelneas.ree.es>

<http://www.energiaysociedad.es>

<https://watchandact.eu>

<https://www.energynews.es/>

<https://www.iit.comillas.edu>

-Principalmente se ha utilizado el BOE para realizar este proyecto, específicamente los siguientes apartados del mismo:

- P.O.1.5 Establecimiento de la Reserva para la Regulación Frecuencia-Potencia
- P.O.2.1 Previsión de la Demanda
- P.O.3.1 Programación de la Generación
- P.O.3.2 Restricciones Técnicas
- P.O.3.3 Gestión de Desvíos
- P.O.7.2 Regulación Secundaria

- P.O.7.3 Regulación Terciaria
- P.O.14.4 Derechos de Cobro y Obligaciones de Pago por los Servicios de Ajuste del Sistema

