

MASTER EN TECNOLOGÍA ELÉCTRICA
ENDESA-ICAI

TRABAJO FIN DE MASTER

**Nuevo Modelo de Previsión a Largo
Plazo del Mercado de Reserva de
Potencia Adicional a Subir**

AUTOR

JUAN MARTÍN BAIDES

ENERO 2014

MASTER EN TECNOLOGÍA ELÉCTRICA

ENDESA-ICAI

GESTIÓN DE LA ENERGÍA

UNIDAD DE PREVISIONES Y MODELOS DE MERCADO

TRABAJO FIN DE MASTER

**Nuevo Modelo de Previsión a Largo
Plazo del Mercado de Reserva de
Potencia Adicional a Subir**

AUTOR

JUAN MARTÍN BAIDES

DIRECTOR DEL PROYECTO

IGNACIO RIVERA MENÉNDEZ

ENERO 2014

Resumen

El sistema eléctrico español dispone de diferentes mecanismos de gestión técnica que tienen como objetivo garantizar en todo momento la cobertura de la demanda y la seguridad en la operación. Estos mecanismos se rigen a través de mercados con un alto nivel de competitividad. ENDESA dispone de diferentes modelos de previsión de estos procesos y mercados (restricciones técnicas, banda de regulación secundaria y resto de mercados) para identificar sus cifras de negocio y los sobrecostes que estos procesos puedan introducir en el precio final de la energía.

El 11 de mayo de 2012 entra en vigor en España un nuevo mecanismo de contratación de reserva de potencia a subir. El objetivo de esta tesis fin de máster es desarrollar un nuevo modelo de previsión a largo plazo de este mecanismo. En particular, el modelo persigue obtener previsiones a futuro de las siguientes magnitudes:

- Requerimientos/necesidades. Para ello, se ha realizado un estudio externo, ajeno y complementario a esta tesis fin de máster, en base a datos históricos, con el fin de obtener correlaciones con otras variables de previsión.
- Asignaciones, con objeto de mejorar la gestión de los aprovisionamientos de los combustibles.
- Precios horarios del mercado.
- Sobrecostes asociados a este servicio en el precio final de la energía, que sumado al resto de sobrecostes de otros procesos y mercados dotan a la comercializadora de una referencia clara de precios para el traspaso adecuado de éstos a los consumidores.

El LPRA (Largo Plazo Reserva Adicional) es un modelo capaz de identificar las magnitudes anteriores con un nivel de certidumbre completamente satisfactorio. Obtiene, para el periodo objeto de estudio, el valor de todas sus salidas a nivel horario, mensual y anual. Durante la fase de desarrollo algorítmico del modelo se ha buscado en todo momento la optimización del tiempo de ejecución, consiguiendo una herramienta rápida y potente que posibilita realizar ejecuciones en cascada con el fin de estudiar la sensibilidad del modelo ante posibles cambios que puedan darse en el mercado. El modelo desarrollado ha quedado integrado dentro del resto de modelos de previsión de largo de plazo. Utiliza como dato de entrada el programa viable provisional, el cual lo obtiene de la salida de otro modelo, el LPR (modelo de previsión a largo plazo de las restricciones técnicas). Tras incorporar los redespachos necesarios asociados a participar en el nuevo mercado, el LPRA alimenta al modelo LPB (modelo de previsión a largo plazo de la regulación secundaria) con el programa viable provisional modificado. De esta forma, los tres modelos quedan perfectamente unidos, ejecutándose de manera secuencial en el mismo orden que se celebran los mercados en realidad.

Abstract

The Spanish power system has different ancillary services markets in order to guarantee at every moment the power demand and the operation security system. These procedures are based in highly competitive markets. ENDESA has different forecast models for these markets and procedures (technical restrictions, secondary reserve and balancing) to identify the business figures and overprices that these procedures may introduce in the final energy price.

Nevertheless, on May 11th 2012 a new method of balancing service market is developed. The aim of this dissertation is to build a new long-term forecast model for this mechanism. In particular, the model tries to find a forecast of the following parameters:

- Requirements: A complementary analysis has been developed based on historical data, with the objective of obtaining correlations with other forecast variables.
- Endesa's allocations, to improve coal/gas supply management.
- Hourly market prices.
- Overprices related to this mechanism in the energy final price, which added to the rest of the other markets and procedures overprices, gives to energy sellers a clear price reference for the adequate overprice to charge on the consumers.

The LPRA (Long Term Additional Reserve) is a model able to identify the previously described parameters successfully. This model obtains the value of all results at hourly, monthly and annually level. Besides, during the tool developing, the objective has been to optimize the software execution time, getting a fast and powerful tool which allows to carry out successive executions with the aim of studying the model sensitivity when facing possible market changes. The model has been completely integrated inside the rest of the long-term forecast models. It uses as input data the PVP, which is obtained from the output of other model, the LPR. After incorporating the new schedule related to participate in the new market, the LPRA feeds the LPB model (long-term secondary reserve forecast model) with the new PVP. Hence, the three models are perfectly joined, being executed in an accurate sequence, in the same order that they are performed.

Agradecimientos

Quisiera dedicar esta tesis fin de máster a mi familia, en especial a mis padres y hermanos, por el apoyo incondicional que me han brindado desde siempre.

;;; Muchas Gracias...!!!

También quiero dar las gracias a la unidad de previsiones y modelos de mercado de Endesa, donde he realizado las prácticas de máster durante el último año. En especial quiero agradecer a mi tutor en Endesa, Ignacio Rivera Menéndez, y a su responsable, Rafael Gonzalez Hombrados, la inestimable ayuda que me han ofrecido para la realización y consecución de este proyecto.

;;; Muchas Gracias...!!!

De igual modo, quiero agradecer a mis compañeros de máster y amigos la paciencia que han tenido conmigo durante esta etapa. Sin ellos, no habría sido capaz de llegar hasta el final.

;;; Muchas Gracias...!!!

Índice

LISTA DE FIGURAS.....	iv
LISTA DE TABLAS.....	xiii
LISTA DE ACRÓNIMOS Y SIMBOLOS.....	ix
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 TEMA DEL TRABAJO.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	1
1.2.1 Objetivo general.....	1
1.2.2 Objetivos particulares.....	2
1.3 METODOLOGÍA Y ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO.....	2
2. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL: OPERACIÓN Y MERCADO.....	3
2.1 NOCIONES BÁSICAS SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS Y EL MERCADO.....	3
2.2 JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN DEL MERCADO DE RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR.....	7
2.3 EL NUEVO MERCADO DE RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR.....	12
2.3.1 Requisitos para la habilitación de unidades para la prestación del servicio.....	12
2.3.2 Proveedores del servicio.....	13
2.3.3 Convocatoria del mercado de reserva.....	13
3. DATOS DE ENTRADA AL MODELO.....	15
3.1 NECESIDADES DE RESERVA.....	15
3.1.1 Cálculo de necesidades. Correlaciones.....	16
3.1.2 Cálculo de necesidades. Constantes correctoras	23
3.1.3 Profundidad de días.....	25
3.1.4 Perfil diario de necesidades de reserva.....	28

3.2	PATRONES DE LA COMPETENCIA.....	31
3.2.1	Definición.....	31
3.2.2	Activación.....	32
3.3	OTROS DATOS DE ENTRADA.....	35
3.3.1	Características técnicas de las UOF de Endesa.....	35
3.3.2	Previsión del programa viable provisional.....	36
3.3.3	Previsión de precios horarios de los mercados intradiarios.....	36
3.3.4	Valores límite de las necesidades de reserva.....	37
3.3.5	Estrategia de Endesa en el mercado de reserva.....	38
4.	DESCRIPCIÓN DEL MODELO.....	39
4.1	CANDIDATOS AL SERVICIO DE RESERVA.....	40
4.2	RECURSOS PROPIOS.....	41
4.2.1	Escenario de punta de mañana y punta de tarde.....	45
4.2.2	Escenario de punta de mañana.....	46
4.2.3	Escenario de punta de tarde.....	47
4.2.4	Rampas de aceleración y desaceleración.....	48
4.2.5	Arranques paradas y rellenos.....	50
4.2.6	Recursos de coste cero.....	51
4.3	CURVA DE OFERTA DE ENDESA.....	53
4.3.1	Curva de oferta sin recursos de coste cero.....	56
4.3.2	Curva de oferta con recursos de coste cero.....	57
4.4	ALGORITMO DE CASACIÓN DEL MERCADO DE RESERVA.....	61
4.4.1	Proceso de casación: Paso 1.....	63
4.4.2	Proceso de casación: Paso 2.....	64
4.4.3	Proceso de casación: Paso 3.1.....	64
4.4.4	Proceso de casación: Paso 3.2.....	64
4.4.5	Proceso de casación: Paso 3.3.....	65
4.5	RECURSOS PROPIOS CASADOS. ASIGNACIÓN DE RESERVA.....	66
4.5.1	Asignación.....	67
4.5.2	Ingresos reserva.....	69
4.5.3	Redespachos.....	69
4.5.4	Saldo del intradiario.....	69
4.5.5	Margen.....	70
4.5.6	Ejemplo de asignación de reserva.....	70

5. SALIDAS DEL MODELO.....	73
5.1 RESULTADOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS HORARIOS	73
5.2 RESULTADOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS MENSUALES POR UOF.....	75
5.3 RESULTADOS GLOBALES DE ENDESA EN EL MERCADO DE RESERVA.....	76
6. VALIDACIÓN Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	79
6.1 VALIDACIÓN.....	79
6.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	80
7. CONCLUSIONES.....	85
ANEXOS.....	87
ANEXO 1: CONSTANTES CORRECTORAS DE LAS ECUACIONES DE LAS CORRELACIONES DE NECESIDADES DE RESERVA.....	87
ANEXO 2: NÚMERO DE DÍAS POSIBLES POR MES DE CADA TIPO: LABORABLE, SÁBADO Y DOMINGO/ FESTIVO.....	91
ANEXO 3: DATOS UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LAS CORRELACIONES QUE DETERMINAN LA ACTIVACIÓN DE LOS PATRONES DE LA COMPETENCIA.....	93
8. REFERENCIAS.....	103

LISTA DE FIGURAS

FIG	TÍTULO	PÁG
Capítulo 2		
2.1	Estructura de un sistema de energía eléctrica	4
2.2	Mercado Ibérico de Electricidad	5
2.3	Mercado diario español	5
2.4	Necesidades de reserva y recursos a subir del sistema	8
2.5	Necesidades de reserva y recursos a subir disponibles del sistema	8
2.6	Energía redespachada a subir por Restricciones técnicas del año 2008 al 2011	9
2.7	Desglose del mercado diario español después de mayo de 2012	10
2.8	Secuencia de mercados en el sistema español después de mayo de 2012	10
2.9	Sobrecostos de los servicios complementarios y tecnología en el año 2012	11
Capítulo 3		
3.1	Energía programada, acumulada por horas, en RRTT por falta de reserva a subir	16
3.2	Correlación Necesidad vs. Variable de previsión	18
3.3	Definición correlaciones simples. Cálculo de Necesidades (Pestaña Datos)	20
3.4	Definición correlación múltiple. Cálculo de Necesidades (Pestaña Datos)	21
3.5	Cuadro de control para el cálculo de Necesidades aplicando correlaciones (Pestaña Datos)	21
3.6	Figura 3.6: Necesidades de Reserva (Pestaña Datos)	22
3.7	Necesidades de Reserva (Pestaña Datos)	24
3.8	Resumen del cálculo de constantes correctoras	25
3.9	Profundidad de días. Año de previsión 2014 (Pestaña datos)	26
3.10	Número de días de cada tipo para Octubre y Noviembre. Extracto del anexo 2	27

FIG	TÍTULO	PÁG
3.11	Perfil equivalente de necesidades de reserva	27
3.12	Perfil diario de Necesidades de Reserva (Pestaña Datos)	28
3.13	Necesidades horarias de reserva en días laborables para la punta de la mañana en el mes de abril de 2013	29
3.14	Necesidades horarias de reserva en días laborables para la punta de la tarde en el mes de abril de 2013	30
3.15	Definición de los Patrones de la competencia (Pestaña Datos)	31
3.16	Definición correlación múltiple. Cálculo de patrones (Pestaña Datos)	33
3.17	Ejemplo de la elección de los patrones	34
3.18	Activación de patrones de la competencia (Pestaña Datos)	35
3.19	Características técnicas de las UOF (Pestaña Datos)	35
3.20	Programa viable de casación (Pestaña PVP_UOF)	36
3.21	Precios del mercado diario (Pestaña Resumen_result_horarios)	36
3.22	Valores límite de las necesidades de reserva (Pestaña Resumen_result_horarios)	37
3.23	Valores límite globales de las necesidades de reserva (Pestaña Resumen_result_horarios)	37
3.24	Estrategia genérica de Endesa para la construcción de su curva de oferta	38
3.25	Estrategia de Endesa para ofertar sus grupos de recurso de coste cero	38
3.26	Cuota a cubrir a cubrir por mes con los recursos de coste cero	38
Capítulo 4		
4.1	Esquema funcional del Modelo	39
4.2	Candidatos a proveer Reserva (Pestaña UOF_Candidatos)	40
4.3	Reserva disponible y coste asociado (Pestaña Recursos_Propios)	41
4.4	Perfil diario de reserva	43
4.5	Programación diaria típica en el mercado de reserva con punta de mañana y tarde	45
4.6	Programación diaria típica en el mercado de reserva con punta de mañana	47

FIG	TÍTULO	PÁG
4.7	Programación diaria típica en el mercado de reserva con punta de tarde	47
4.8	Rampas de aceleración y desaceleración en un grupo de carbón	49
4.9	Rampas de aceleración y desaceleración en un ciclo combinado	49
4.10	Características técnicas de las UOF: Relleno si o Relleno no según estrategia	50
4.11	Candidatos a proveer Reserva con decisión sobre qué hacer en horas between (Pestaña UOF_Candidatos)	51
4.12	Esquema de un ciclo combinado con compuerta by pass para aislar el ciclo de vapor	52
4.13	Curva genérica de oferta	53
4.14	Características técnicas de las UOF: Actuación de ciclos como turbinas de gas de recurso de coste cero	54
4.15	Estrategia genérica de oferta para el ejemplo 1	56
4.16	Curva de oferta de Endesa para el ejemplo 1 (sin TG de coste cero)	57
4.17	Estrategia de oferta de las turbinas de gas de recurso de coste cero para el ejemplo 2	58
4.18	Curva de oferta de Endesa para el ejemplo 2 (con TG de coste cero)	58
4.19	Estrategia de oferta de las turbinas de gas de recurso de coste cero para el ejemplo 3	59
4.20	Curva de oferta de Endesa para el ejemplo 3 (con TG de coste cero)	60
4.21	Pestaña “Recursos_Propios”. PGR5 ofertado como turbina de gas a ciclo abierto	60
4.22	Patrones de la competencia según tipo de día, tipo de hora y mes	61
4.23	Diagrama de flujo del proceso iterativo del cálculo del precio final de mercado	63
4.24	Cálculo de la cuota inicial de la competencia	63
4.25	Cálculo detallado de la cuota inicial de la competencia	64
4.26	Cálculo del precio final del mercado de reserva	65

FIG	TÍTULO	PÁG
4.27	Reserva casada, ingresos, saldo intra y margen de cada UOF (Pestaña Recursos_Casados)	66
4.28	Características técnicas de las UOF: Condición de Indivisibilidad (Pestaña "Datos")	68
4.29	Distintas asignaciones de reserva a un mismo grupo (Pestaña Recursos_Casados)	70
Capítulo 5		
5.1	Parámetros de salida horarios (Pestaña Resumen_result_horarios)	74
5.2	Parámetros de salida mensuales (Pestaña Totales_Mensuales_UOF)	75
5.3	Parámetros de salida anuales/globales (Pestaña Totales_globales)	77
Capítulo 6		
6.1	Validación del modelo. Año 2013	79
6.2	Validación del modelo. Impacto del mes de diciembre	80
6.3	Análisis de sensibilidad respecto a recursos sin coste asociado al mercado de reserva	81

LISTA DE TABLAS

TAB	TÍTULO	PÁG
Capítulo 3		
3.1	Índices de correlación mono-variable	17
3.2	Índices de correlación multi-variable	20
3.3	Ejemplo del cálculo de la obtención de los patrones a través de la correlación	34
Capítulo 4		
4.1	Ingresos y Costes principales derivados de participar en el mercado de reserva	44
4.2	Expresiones para el cálculo del coste diario de proveer el servicio cuando existen Punta de mañana y de tarde	46
4.3	Desglose de términos que aparecen en las expresiones utilizadas para el cálculo del coste diario de proveer el servicio	46
4.4	Expresiones para el cálculo del coste diario de proveer el servicio cuando sólo existe PM	47
4.5	Expresiones para el cálculo del coste diario de proveer el servicio cuando sólo existe PT	48
4.6	Distintos modos de funcionamiento de los ciclos combinados de Endesa	52
4.7	Ejemplo 1 para la construcción de la curva de oferta (sin TG de coste cero)	56
4.8	Ejemplo 2 para la construcción de la curva de oferta (con TG de coste cero)	58
4.9	Ejemplo 3 para la construcción de la curva de oferta (con TG de coste cero)	59

LISTA DE ACRÓNIMOS Y SIMBOLOS

REE	Red Eléctrica de España
REN	Redes Energéticas Nacionales
LPRA	Modelo: Largo Plazo Reserva Adicional
LPB	Modelo: Largo Plazo reserva banda
LPR	Modelo: Largo Plazo Restricciones
LPM	Modelo: Largo Plazo Mercado diario
RD	Real Decreto
VBA	Visual Basic para Aplicaciones
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidad
OMEL	Operador del Mercado ibérico de Electricidad
OS	Operador del Sistema
PO	Procedimiento de Operación
PBC	Programa Base de Casación
PVP	Programa Viable Provisional
PVD	Programa Viable Definitivo
P48	Programa horario Operativo
RAIPEE	Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica
MW	Megavatio
UOF	Unidad Operativa de Funcionamiento
RRTT	Restricciones Técnicas
PM	Punta de la Mañana
PT	Punta de la tarde
LAB	Laborable
SAB	Sábado
DOM	Domingo
FES	Festivo
H	Hora
IIT	Instituto de Investigación Tecnológica
TG	Turbina de gas
TV	Turbina de Vapor
MT	Mínimo Técnico

PC	Plena Carga
D-1	Día anterior a la celebración de un mercado
D	Día actual
Intra	Intradiario
RTT	Restricciones Técnicas en la red de Transporte
RTD	Restricciones Técnicas en la red de Distribución
RSI	Reserva a Subir Insuficiente
C_{VAR}	Coste Variable
C_a	Coste de arranque
*	La tabla/figura correspondiente ha sido modificada por contener información confidencial.
COM	Compostilla
TER	Teruel
PGR	Puentes de Garcia Rodriguez
SROQ	San Roque
COL	Colón
BES	Besos
LIT	Litoral

Capítulo 1

1 INTRODUCCIÓN

1.1 TEMA DEL TRABAJO

La energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades, lo cual implica que en todo momento su producción debe ser igual a su consumo. Por este motivo, la disponibilidad de suficiente reserva de potencia a subir en un sistema eléctrico es un requisito indispensable para poder garantizar en todo momento la cobertura de la demanda y la seguridad en la operación.

La fuerte penetración de energías renovables de carácter no gestionable que el sistema eléctrico español ha experimentado en los últimos años y desvíos entre previsiones y programas de los agentes que participan en los mercados, entre otras causas, ha propiciado que en la programación diaria de la operación/generación se identifiquen días y horas en los que los programas de generación e intercambios internacionales ofrecen unos márgenes muy ajustados de reserva de potencia a subir. El objetivo que se persigue es la convocatoria de un nuevo mercado de reserva de potencia adicional a subir para aquellas horas en las que la reserva disponible en el programa viable provisional del día D-1 sea menor a la reserva requerida por el operador del sistema.

Este nuevo mercado es gestionado por Red Eléctrica de España, y en él participan todos los grupos generadores acreditados para proveer al sistema reserva de potencia a subir. Este nuevo mecanismo, que se añade a los procedimientos de operación ya existentes, además de responder a las nuevas necesidades del sistema eléctrico español, incentiva la flexibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica, haciendo que sean capaces de adaptarse en el menor tiempo posible a las necesidades de la demanda en cada momento, y contribuye a recuperar costes a tecnologías ciertamente castigadas por esta proliferación de energías renovables, como son los ciclos combinados.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Endesa dispone de herramientas de previsión de procesos y mercados de operación a largo plazo (restricciones técnicas, banda de regulación secundaria y resto de mercados) para identificar sus posibles cifras de negocio y los sobrecostes que estos procesos pueden introducir en el precio final de la energía. El trabajo que se propone persigue desarrollar una nueva herramienta de previsión a largo plazo del mercado de reserva de potencia adicional a subir, que asegure el enlace entre los distintos módulos (mercados y/o procesos) y la idoneidad de los cálculos de sobrecostes y sobrepuestos agregados.

1.2.2 OBJETIVOS PARTICULARES

En particular, los objetivos perseguidos son:

- Identificar requerimientos/necesidades futuras en el mercado.
- Identificar asignaciones de los recursos de Endesa en el mercado. Conocer la previsión de funcionamiento de los grupos térmicos permite una negociación más eficiente de los contratos de materias primas (gas y carbón).
- Identificar precios horarios del mercado.
- Identificar sobrecostes asociados a este nuevo mercado en el precio final de la energía, que sumado al resto de sobrecostes relacionados con los servicios complementarios (Resolución de restricciones técnicas y banda secundaria) dotan a la comercializadora de una referencia clara de precios para el traspaso adecuado de estos costes a los consumidores.

1.3 METODOLOGÍA Y ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO

El presente documento pretende ser un manual descriptivo de la herramienta de previsión a largo plazo del nuevo mercado de reserva de potencia adicional a subir (LPRA), surgido en España *el 11 de Mayo de 2012*. Para una mejor comprensión el documento se ha organizado de la siguiente forma.

En el primer capítulo se hace una breve exposición sobre el tema del trabajo, los objetivos que se han marcado y la organización del documento.

En el segundo capítulo se realiza una breve descripción del sistema eléctrico español y el funcionamiento de los mercados de electricidad, haciendo hincapié en los aspectos que tienen que ver con los temas tratados a lo largo de esta tesis fin de máster.

En el tercer capítulo se muestran y analizan los datos de entrada utilizados en el modelo. Se muestran los resultados de distintos estudios externos llevados a cabo para la obtención de unas entradas adecuadas al modelo.

En el cuarto capítulo se explica en detalle el funcionamiento interno de la herramienta, así como los cálculos que se llevan a cabo en cada uno de los módulos que la componen.

En el quinto capítulo se hace un resumen de todas las salidas proporcionadas por la herramienta.

En el capítulo sexto se valida el modelo y se realiza un análisis de sensibilidad.

En el capítulo séptimo se muestra las conclusiones finales del proyecto.

Por último, se exponen los anexos del trabajo.

Capítulo 2

2 EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL: OPERACIÓN Y MERCADO

La electricidad se ha convertido hoy en día en los países desarrollados en una forma de energía imprescindible y con infinitud de usos, debido a su gran versatilidad y controlabilidad, a la inmediatez en su utilización y a la limpieza en el punto de consumo. En principio, la energía eléctrica podría considerarse un bien de consumo más, que se produce, se transporta, se comercializa y se consume. Pero es fácil advertir que se trata de un bien de consumo de características singulares.

Por un lado, la electricidad en su transporte no se puede dirigir por caminos específicos, sino que la energía eléctrica fluye por las líneas u otras instalaciones de acuerdo a unas leyes concretas de la física, las leyes de Kirchhoff, al contrario de otros bienes cuyo transporte puede ser gestionado y redirigido por donde más convenga.

Por otro lado, la electricidad a diferencia de la mayor parte de bienes de consumo no es almacenable. La electricidad debe producirse y transportarse en el mismo momento en que es consumida. Esta característica, condiciona rotundamente la configuración, planificación, operación, organización y gestión de los sistemas de energía eléctrica. También condiciona, de forma importante, el diseño de los mercados eléctricos en los países que han optado por liberalizar la producción y la comercialización de este producto. En este contexto se engloba este trabajo Fin de Máster, el cual consiste en el desarrollo de una nueva herramienta informática en VBA de Excel (Visual Basic para Aplicaciones) de previsión a largo plazo de un nuevo mercado surgido en España en mayo de 2012, denominado mercado de reserva de potencia adicional a subir. Más adelante se incidirá en profundidad en los entresijos de este novedoso mercado (apartado 2.3).

2.1 NOCIONES BÁSICAS SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS Y EL MERCADO

Los sistemas de energía eléctrica han evolucionado de forma parecida en todos los países, convergiendo hacia una estructura y configuración técnica muy similar. Los procesos de producción, transporte, distribución y consumo de electricidad están irremediablemente condicionados por el hecho de que tiene que existir un equilibrio instantáneo y permanente entre la generación y el consumo. Por lo tanto, son sistemas en equilibrio dinámico de tamaño enorme (probablemente el mayor sistema dinámico ideado y construido por el ser humano a día de hoy) en el que los condicionantes técnicos adquieren una relevancia especial. Cualquier contratiempo puede poner en peligro el equilibrio dinámico del conjunto, extendiéndose las consecuencias negativas a todo el sistema por efecto dominó y poniendo en peligro el abastecimiento de electricidad en extensas zonas geográficas que a veces pueden abarcar varias regiones de distintos países.

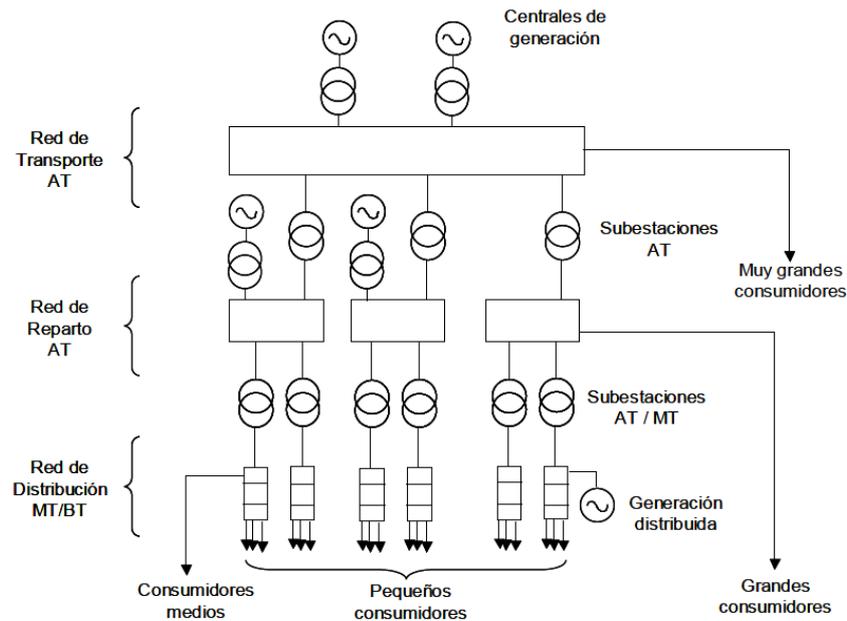


Figura 2.1: Estructura de un sistema de energía eléctrica [1]

En esencia, los sistemas eléctricos persiguen abastecer la demanda de energía eléctrica, cumpliendo los requisitos técnicos y de seguridad requeridos, a un coste mínimo. Este objetivo se puede conseguir bajo dos entornos o *paradigmas* diferentes: el entorno centralizado y el entorno liberalizado. En el entorno centralizado, una única entidad (con frecuencia dependiente de la administración pública) realiza todas las funciones, incluyendo la minimización de los costes de producción, trata de maximizar la eficiencia de las centrales y asigna la potencia que debe generar cada central teniendo en cuenta sus costes de funcionamiento. En un entorno liberalizado (regido por mecanismos de mercado), las actividades se encomiendan a distintos agentes, y se distingue entre actividades en competencia y actividades reguladas. La adopción de uno de los dos paradigmas depende de muchos factores: tamaño y grado de desarrollo del sistema eléctrico, recursos energéticos disponibles, razones históricas y ideológicas, etc.

• Actividades en competencia	Generación
	Comercialización
• Actividades reguladas (Monopolios Naturales)	Distribución
	Transporte

España pasa de un entorno centralizado a uno liberalizado a finales del siglo pasado con la “*ley del sector Eléctrico RD 54/1997*”. Como consecuencia de este RD se produjo una rápida evolución del parque generador en el Sistema Eléctrico Español, con un crecimiento importante en el número de nuevas plantas de ciclo combinado y una gran penetración de energía eólica y solar. Esto ha influido notablemente en la decisión adoptada en mayo de 2012 de crear un nuevo mercado exclusivamente para gestionar las reservas de potencia a subir.

En España, existe un mercado organizado de electricidad que junto con el de Portugal integran el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). Por tanto, cualquier consumidor dentro de la península Ibérica puede adquirir energía eléctrica, en un entorno de libre competencia, a cualquier productor o comercializador que actúe en España o Portugal. El operador de mercado encargado de la gestión económica del mercado ibérico de electricidad es OMEL. El operador del sistema (OS) encargado de la gestión técnica del sistema en España es Red eléctrica (REE), y su homólogo en Portugal es Redes Energéticas Nacionales (REN).

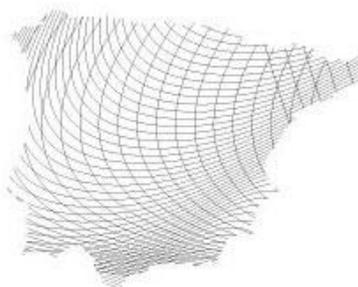


Figura 2.2: Mercado Ibérico de Electricidad

La secuencia de mercados en el sistema eléctrico español empieza el día anterior al día para el que se negocia la energía. Este día se denomina D-1 y en él se negocia la mayor parte de la energía. En particular, se negocian las transacciones correspondientes al mercado diario, se resuelven las restricciones de red, y se gestionan las reservas, a través del mercado de regulación secundaria y del mercado de reserva de potencia adicional a subir. En el día D, se producen las transacciones de los mercados intradiarios, del mercado de terciaria y de la gestión de desvíos, cuyo propósito principal es hacer un correcto seguimiento de la carga y estar preparado para solventar posibles contingencias que puedan surgir en la operación del sistema. La siguiente figura esboza el ordenamiento secuencial de los distintos mercados que tiene lugar cada día en el sistema eléctrico español.

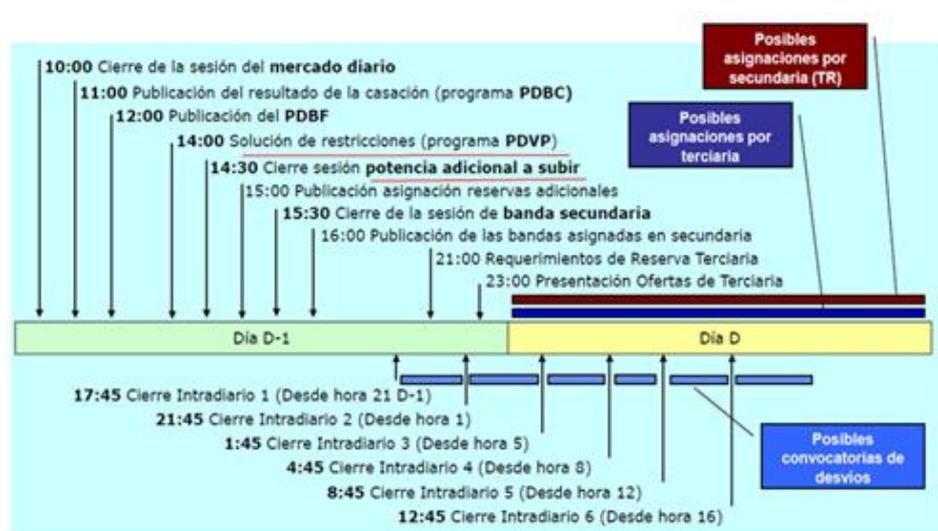


Figura 2.3: Mercado diario español

Definiciones [2]

Programa base de casación (PBC): Es el programa de generación y demanda diario, con desglose horario, realizado por el Operador del Mercado en base a la casación de ofertas de generación y demanda recibidas de los agentes del mercado. Este programa incluye, igualmente, de forma individualizada, la energía programada exceptuada de la obligación de presentar ofertas al mercado diario.

Programa viable provisional (PVP): Es el programa diario, con desglose horario, que incorpora las modificaciones introducidas en el PBC para resolver las restricciones técnicas.

Programa viable definitivo (PVD): Es el programa diario, con desglose horario, en el que se han incluido las asignaciones efectuadas de reserva de regulación secundaria.

Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo que el OS establece en cada hora hasta el final del horizonte de programación y que se publica 15 minutos antes de cada cambio de hora.

Antes de continuar, es importante aclarar que el término *reserva* en un sistema eléctrico puede aludir a dos conceptos diferentes. Por un lado, las *reservas de planificación*, son aquellas con las que el sistema cuenta para hacer frente a los picos de demanda teniendo en cuenta las indisponibilidades y los recursos existentes. Por otro lado, las *reservas de operación*, son aquellas que se emplean para mantener la seguridad del sistema, reaccionando ante perturbaciones del sistema y variaciones de producción y demanda, de forma tal que, cuando se produce un desequilibrio, grande o pequeño, entre generación y consumo, se tiene que hacer uso de esta reserva, para disminuir o aumentar la producción de generación. En esta tesis fin de Máster se empleará exclusivamente el concepto de reserva que alude a la operación del sistema, por lo que cuando se emplee este término tendrá este significado. Las reservas de planificación no son objeto de esta tesis fin de Máster.

Los generadores que participan en los mercados de energía eléctrica están obligados a prestar lo que se conoce como *servicios complementarios*, que no son el objeto social de los mismos pero que son estrictamente necesarios para la operación del sistema. En particular, los servicios complementarios son procesos de gestión técnica del sistema necesarios para que el suministro de energía eléctrica se produzca en condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad adecuadas. Los principales servicios complementarios son:

- Solución de restricciones técnicas. Encargado de solucionar las situaciones donde el sistema no cumple los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad, a través de la modificación del despacho de generación.

- Regulación y servicios de balance. Se trata de la gestión del equilibrio entre generación y demanda.
 - Regulación primaria (obligatoria).
 - Regulación secundaria (opcional).
 - Regulación terciaria (oferta obligatoria).
 - Gestión de desvíos (opcional).
- Control de tensión (parte obligada / parte opcional). Mediante este servicio se desea garantizar que las tensiones en el sistema están dentro de unos márgenes admisibles, con el fin de que el transporte de energía eléctrica sea el mayor posible, y en las debidas condiciones de seguridad. Para ello es necesario gestionar de forma óptima los recursos de potencia reactiva disponibles en el sistema.
- Reposición del servicio. Este servicio consiste en iniciar la operación de un sistema, una vez se ha producido un fallo, total o parcial, en una red.
- Servicio de interrumpibilidad.

Todos estos procesos y mercados son regulados por el OS en sus Procedimientos de Operación (P.O.). Como se ha comentado, el servicio complementario de regulación frecuencia – potencia es el encargado de mantener el balance instantáneo entre la energía producida y consumida, haciendo uso de las reservas de operación disponibles en el sistema. Es por ello de vital importancia para el funcionamiento del sistema. La determinación de la cantidad de reserva necesaria corre a cargo del operador del sistema, en España Red eléctrica (REE), que establece la cantidad necesaria para cada momento con una antelación de un día típicamente, a partir de los errores previsibles de la predicción de la demanda para cada instante, de la central más grande presente en el programa de casación que pueda perderse, de la potencia disponible en las interconexiones y, cuando esta exista, del nivel de generación intermitente, como la eólica y la solar.

2.2 JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN DEL MERCADO DE RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR

Cabe preguntarse por qué se produce déficit de reserva de potencia a subir en un sistema eléctrico y por qué es necesario disponer de reserva térmica rodante acoplada en el sistema para paliar dicho déficit. Este apartado trata de dar respuesta a estas dos cuestiones, además de explicar las razones por las cuales el operador del sistema en España crea un mercado exclusivo para la gestión de las reservas de potencia a subir en el sistema. El OS debe asegurar que el sistema disponga de niveles de reserva suficiente para cubrir la prestación de los servicios de regulación (regulación secundaria y terciaria), y los potenciales desvíos debidos a:

- Diferencias entre los programas y las previsiones de la demanda y productores.
- Programas de producción afectados por indisponibilidades.

- Tasas de fallos en grupos térmicos.
- Gestión de interconexiones internacionales.
- Programas de venta de energía correspondientes a importaciones sin derechos de capacidad.
- Error de las previsiones de entrega de producción renovable (eólica, solar, etc.).

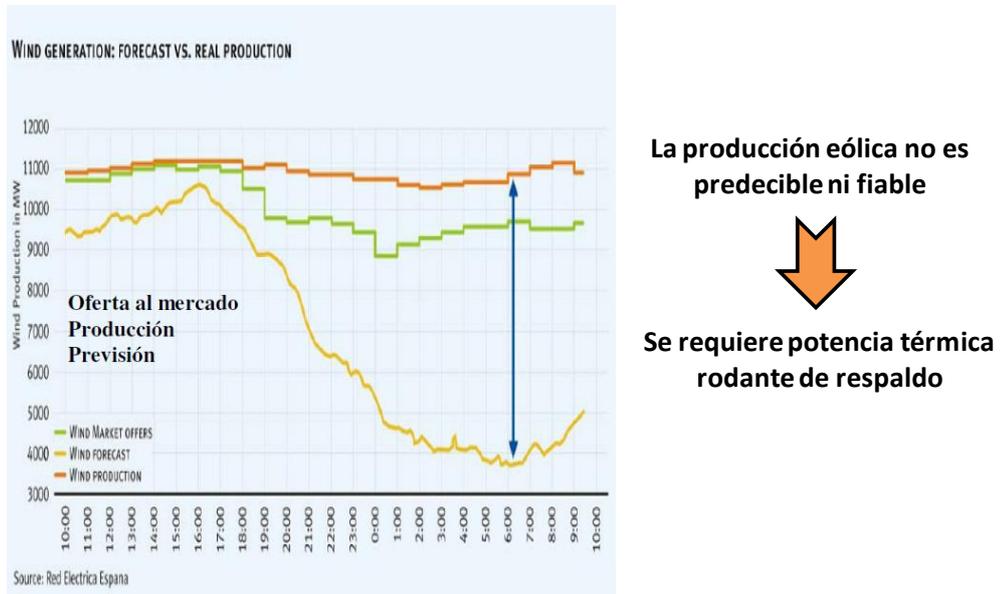


Figura 2.4: Necesidades de Reserva y recursos a subir del sistema [3]

En la siguiente figura se observa cómo existen horas, correspondientes a las puntas de potencia de la mañana y de la tarde, en las que los recursos a subir existentes en el sistema son francamente escasos.

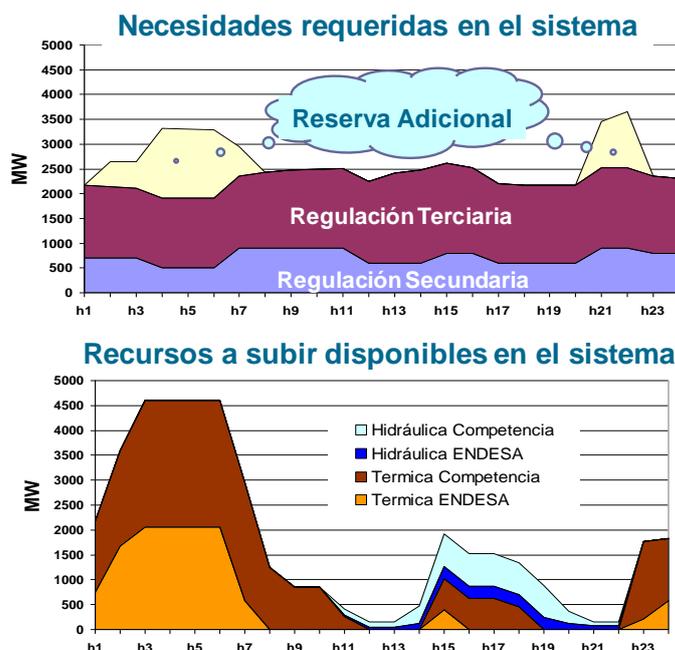


Figura 2.5: Necesidades de Reserva y recursos a subir disponibles del sistema

Anterior a mayo de 2012

Aunque el mercado de reserva de potencia adicional a subir surge en España el 11 de mayo de 2012 a propuesta del OS con el objetivo de garantizar la seguridad del suministro, la gestión de las reservas de potencia a subir no tienen un recorrido tan corto en la operación del sistema eléctrico español. La disponibilidad de suficiente reserva de potencia a subir en un sistema eléctrico es un requisito indispensable para poder garantizar en todo momento la seguridad de la operación del mismo. Por lo tanto, con fecha anterior a la mencionada, ya existía la necesidad de programar energía en el proceso de solución de restricciones técnicas por insuficiencia de reserva de potencia a subir en el sistema (RSI), estando integrada la gestión de dichas reservas en el proceso de solución de restricciones técnicas. Sin embargo, debido a la fuerte penetración de energías renovables de carácter no gestionable que el sistema eléctrico español ha experimentado en los últimos años, y a otras causas, el OS ha venido identificando días y horas en los que los programas de generación e intercambios internacionales en el programa base de casación del día D-1 ofrecían unos márgenes muy ajustados de reserva de potencia a subir (figura 2.5). En la figura 2.6 se observa cómo en los años 2008 y 2009 más del 13% de la energía programada en el proceso de solución de restricciones técnicas del Programa Base de casación fue debida a una insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema, y en el año 2010 se llegó a duplicar esta valor llegando al 28%. La siguiente figura recoge estos datos.

Energía programada a subir en RR.TT. PDBF								
Tipo Limitación	2008		2009		2010		2011	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
RSI	973.330	14%	1.241.243	13%	3.470.054	28%	1.760.612	18%
RTT	5.374.128	79%	7.463.325	79%	8.810.415	70%	7.315.891	73%
RTD	417.621	6%	770.293	8%	228.804	2%	921.141	9%
Total	6.765.079	100	9.474.861	100	12.509.273	100	9.997.644	100

RSI: Reserva a subir insuficiente RTT: Restricción técnica en RdT RTD: Restricción técnica en RdD

Figura 2.6: Energía Redespachada a subir por Restricciones técnicas del año 2008 al 2011 [4]

Después de mayo de 2012

Por tanto, debido a la conveniencia de distinguir entre las programaciones de energía necesarias para la solución de restricciones técnicas de carácter local y/o zonal y las asociadas a una situación global de insuficiencia de reserva de potencia a subir en el sistema, y a que la operación del sistema no disponía de un mecanismo específico para la contratación de la reserva de potencia a subir diferenciado del proceso de solución de restricciones técnicas, en mayo de 2012 se constituye un mercado específico de contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir.

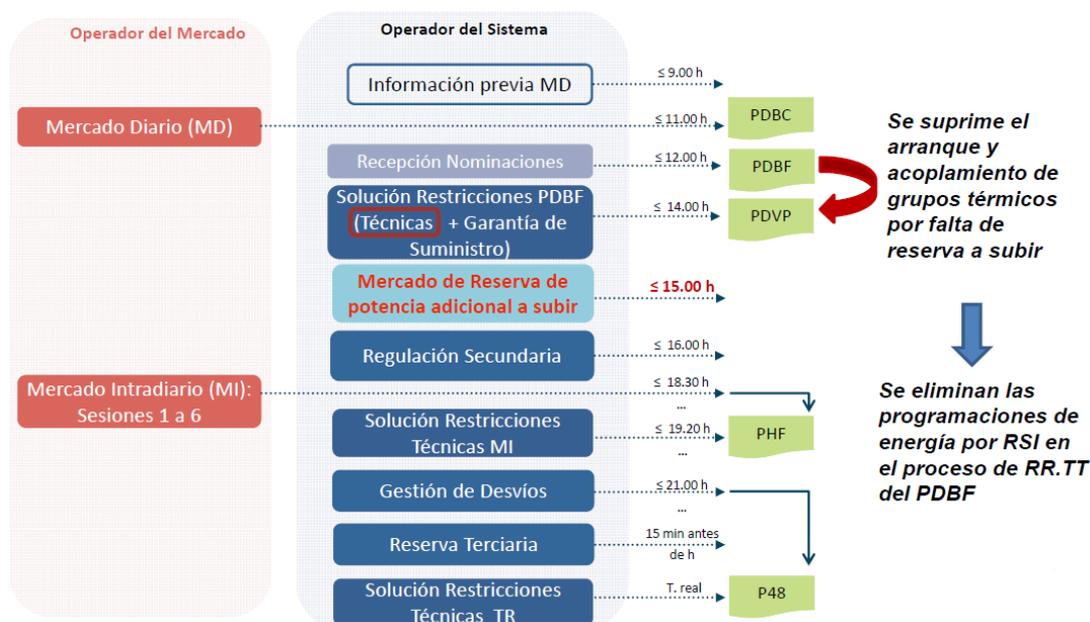


Figura 2.7: desglose del mercado diario español después de mayo de 2012

A partir de mayo de 2012 se eliminan las programaciones de energía por reserva a subir insuficiente (RSI) en el proceso de restricciones técnicas, de tal forma que se desacopla la gestión de las reservas a subir del proceso de solución de restricciones técnicas, y se convoca el mercado de reserva de potencia adicional a subir en aquellas horas en las que la reserva disponible en el programa viable del día D-1 sea menor a la reserva requerida por el operador del sistema. La figura 2.8 muestra cómo se integra el mercado de reserva en la secuencia de los distintos mercados del sistema eléctrico español.

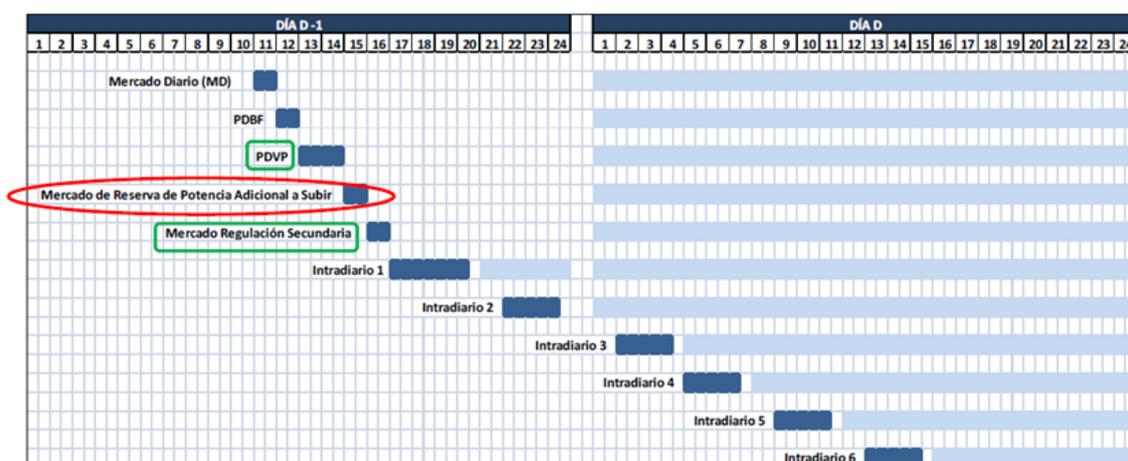


Figura 2.8: Secuencia de Mercados en el sistema español después de mayo de 2012

En este nuevo mercado de reserva de potencia a subir, gestionado por el OS participan todos los grupos generadores acreditados para proveer al sistema de reserva de potencia adicional. Este nuevo mecanismo, que se añade a los procedimientos de

operación ya existentes, además de responder a las nuevas necesidades del sistema eléctrico español, incentiva la flexibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica, haciendo que sean capaces de adaptarse en el menor tiempo posible a las necesidades de la demanda en cada momento. También contribuye a recuperar costes a aquellas tecnologías más castigadas por esta proliferación de energías renovables de carácter no gestionable, como son los ciclos combinados. Respecto a éstos, es importante destacar:

- El mercado eléctrico español, en sus circunstancias actuales, alcanza precios inferiores al coste de los ciclos combinados buena parte del año. Esta situación no se prevé que cambie a corto plazo a tenor de la evolución esperable de demanda, generación renovable e interconexiones.
- Los ciclos combinados tienen, en cambio, la oportunidad de operar y cubrir sus costes de producción prestando servicios complementarios, mercados en los que son la tecnología dominante debido a su ubicación en la red y características técnicas. Uno de estos mercados es precisamente el mercado de reserva de potencia adicional a subir.

La figura 2.9 muestra los sobrecostes de los distintos servicios complementarios y las tecnologías que los prestan. Se observa cómo el ciclo combinado es la tecnología dominante en la prestación de servicios complementarios, seguida de las centrales térmicas de Carbón.

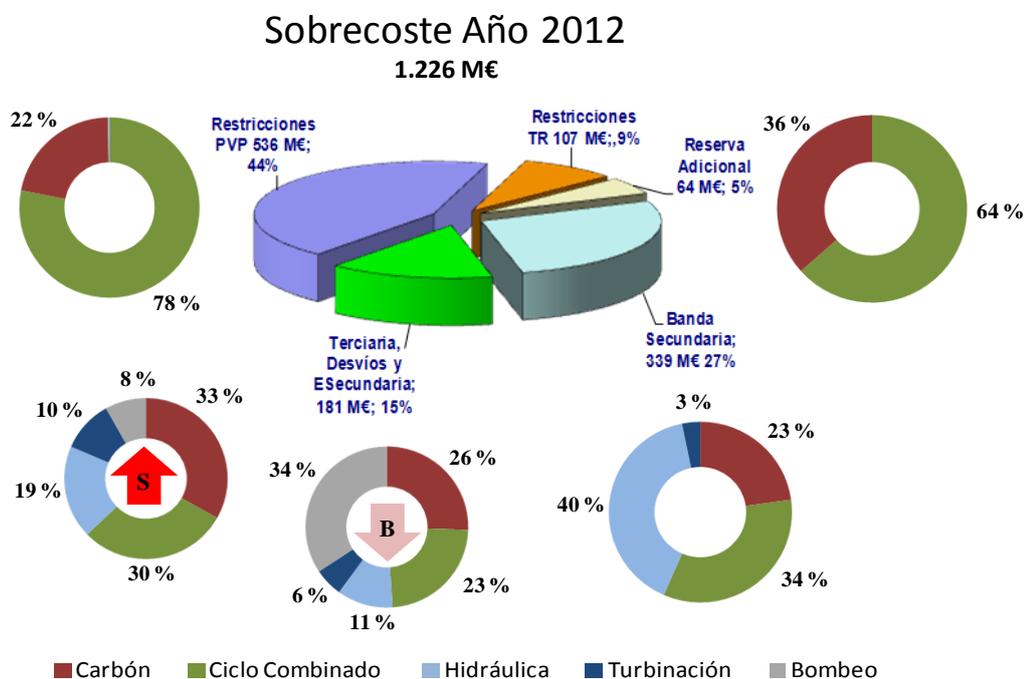


Figura 2.9: Sobrecostes de los servicios complementarios y tecnología en el año 2012 [5]

2.3 EL NUEVO MERCADO DE RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR

En este apartado se explican las características y el funcionamiento del mercado de reserva de potencia adicional a subir. Este mercado, basado en la teoría marginalista de precios, es activado por el OS cuando identifica que en el programa viable de casación del día D-1 (PVP) no hay reserva térmica rodante suficiente para afrontar las posibles necesidades de los mercados posteriores (desvíos y terciaria). En este mercado solamente pueden participar unidades térmicas que no hayan resultado casadas en el mercado diario, o hayan casado por debajo de su mínimo técnico, y que no tengan energía reprogramada por restricciones técnicas a lo largo de todo el día en el que se convoque el mercado. En caso de resultar asignada una unidad en el mercado de reserva, en alguno de los sucesivos mercados intradiarios debe programar el mínimo técnico en el periodo asignado con el objeto de estar acoplada a red y poder proveer la reserva. No obstante, como se verá en capítulos posteriores, existen excepciones donde no es necesario tener programa en los mercados intradiarios para proveer la reserva asignada. Adicionalmente, en dicho periodo deberá participar en todos los mercados de desvíos y terciaria que el OS pueda convocar. Las necesidades de reserva suelen ser unas determinadas horas a lo largo del día.

2.3.1 REQUISITOS PARA LA HABILITACIÓN DE UNIDADES PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

Las unidades de producción que quieran participar en el mercado de reserva deben cumplir una serie de requisitos para obtener la habilitación correspondiente [4]. Estos requisitos se detallan a continuación.

- Disponer de la inscripción definitiva en la sección correspondiente del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) y, en el caso de instalaciones de régimen especial gestionable, también:
 - Tener la autorización para participar en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo.
 - Haber realizado la prueba de funcionamiento para acreditar la potencia neta (Artículo primero del RD 1565/2010).
- Estar integrada la instalación de producción en un centro de control.
- Aportar una capacidad de oferta para la prestación del servicio de al menos 10 MW.
- Tener un tiempo de arranque y de programación tales que permitan al OS hacer uso de la reserva de potencia a subir asignada a dicha unidad en todo el horizonte de programación.
- Tener un tiempo de arranque en caliente no superior a 7 horas.
- Estar habilitado para participar en el mercado de gestión de desvíos.

2.3.2 PROVEEDORES DEL SERVICIO

Este servicio sólo puede ser provisto por unidades térmicas de producción que dispongan de la correspondiente habilitación de capacidad técnica y operativa del operador del sistema (apartado 2.3.1). Estos grupos térmicos pueden ser:

- Régimen ordinario.
- Régimen especial de carácter gestionable, según el artículo 2 del RD 661/2007.

2.3.3 CONDICIONES PARA LA PROVISIÓN DEL SERVICIO

Podrán participar en este mercado aquellas instalaciones de producción que cumplan una de las condiciones siguientes en el PVP:

- Tener un programa nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tener únicamente un programa de venta de energía en uno o más de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga, asociada al proceso de desacoplamiento de la unidad, o que teniendo programa en el PVP, no aporten en ninguno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, reserva de potencia a subir al sistema por ser su programa inferior al mínimo técnico de la unidad.
- Tener un programa de venta de energía superior al mínimo técnico de la unidad en un determinado modo de funcionamiento, con capacidad de aportar reserva de potencia adicional a subir funcionando en otros modos de funcionamiento, en el caso de ciclos combinado multiteje.

Es decir, los grupos candidatos a proveer este servicio no deben aportar reserva de potencia a subir en ninguna hora del día de acuerdo con su programa de energía en el resultado de la casación del día D-1 o PVP. Esta es la razón por la cual a este mercado se le denomina de reserva de potencia “*adicional*”.

2.3.4 CONVOCATORIA DEL MERCADO DE RESERVA

La determinación de las cantidades de requerimientos de reserva adicional a subir corre a cargo del OS, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones.

- Cálculo de la reserva de potencia adicional a subir disponible en el PVP. Este cálculo se obtiene como el sumatorio de la plena carga de todos los grupos que proveen reserva menos su potencia programada/asignada en la hora considerada.

$$Reserva\ disponible_{PVP} = \sum [P_{nominal} - P_{asignada}] \quad (1.1)$$

- A partir del dato anterior, y conjuntamente con las reservas hidráulicas que diariamente los agentes envían al OS, se computa la cantidad de reserva de potencia adicional a subir necesaria en el sistema. Este computo depende de varios factores, los cuales han quedado recogidos en el apartado 2.1 de este capítulo

$$\begin{array}{ccc}
 \textit{Si la reserva} & & \textit{Reserva requerida} \\
 \textit{disponible en el} & & \textit{por el operador del} \\
 \textit{programa de} & < & \textit{sistema en las} \\
 \textit{casación} & & \textit{horas consideradas}
 \end{array}
 \quad \Rightarrow \quad
 \begin{array}{l}
 \textit{Convocatoria} \\
 \textit{del mercado de} \\
 \textit{reserva para las} \\
 \textit{horas necesarias}
 \end{array}$$

Para terminar, se aclaran algunos conceptos relativos a la nomenclatura utilizada en esta tesis fin de máster.

- Siempre que se hable de grupos o UOF's a lo largo de esta memoria de Tesis Fin de Máster, se alude únicamente a los grupos térmicos de Endesa habilitados para participar en el Mercado de Reserva. Los grupos de la competencia están considerados en las curvas de oferta de la competencia, llamados en el modelo “patrones de la competencia”. Otros grupos de Endesa que no estén habilitados para proveer no son de interés en el modelo. De igual modo, esta tesis consiste en el desarrollo de un modelo de previsión a largo plazo del mercado de reserva de potencia adicional a subir, así que con objeto de simplificar, de aquí en adelante a dicho mercado se le referirá con el nombre de Mercado de reserva.
- A lo largo de la tesis se emplea la nomenclatura $n \times m$ para referirse a los ciclos combinados, donde “n” hace alusión al número de turbinas de gas y “m” al número de turbinas de turbinas de vapor.
- Cuando un ciclo combinado se oferta al mercado como turbina de gas a ciclo abierto también se le denomina como recurso de coste cero.
- Necesidades y requerimientos son el mismo concepto. Ambos se refieren a la cantidad de potencia térmica de reserva que el OS exige que haya en el sistema en un determinado momento.
- Para llevar a cabo esta tesis fin de máster se han realizado varios estudios complementarios cuyos resultados son importantes de cara a la consecución de los objetivos de la herramienta pero que tienen un carácter confidencial. De manera que toda esta información, y cualquier otra de índole similar, ha sido retirada/modificada del documento con el fin de no vulnerar los acuerdos de confidencialidad entre empresa, alumno y universidad. Todas las figuras que contengan información confidencial han sido modificadas y se han marcado con un asterisco “*” con el fin de que el lector del documento sea consciente de esta circunstancia.

Capítulo 3

3 DATOS DE ENTRADA AL MODELO

El LPRA es un modelo de previsión a largo plazo, por tanto, para que el modelo obtenga previsiones acordes con la realidad es condición indispensable que los datos de entrada al mismo sean lo más consistentes, coherentes y fidedignos posible. El objetivo de este capítulo es detallar los datos de entrada utilizados en el modelo y la forma en la que se han obtenido. Aunque todos los datos de entrada son importantes, las necesidades de reserva que el OS demanda en cada hora en la que se convoca mercado y los llamados *patrones de la competencia* (curvas que modelizan el comportamiento de la competencia en el mercado) son de una relevancia especial, debido a que estas variables están correlacionadas con otras variables con las que trabaja el modelo, lo cual permite hacer una entrada de datos dinámica que hace a la herramienta ganar en versatilidad y en capacidad de anticipar posibles cambios que pueden darse en el mercado. Por este motivo, a continuación se dedica un apartado exclusivo para cada uno de estos datos.

3.1 NECESIDADES DE RESERVA

En este apartado se explican todos los datos de entrada al modelo que están directamente relacionados con las necesidades de reserva. Respecto a éstas, es necesario conocer la siguiente información.

- Cantidad de reserva demandada por el OS en cada una de las horas en las que se convoca mercado (apartados 3.1.1 y 3.1.2).
- Número de días en el mes que se convoca mercado (lo que se ha denominado “profundidad de días”, apartado 3.1.3).
- Dentro de un mismo día, número de horas en las que se convoca mercado (lo que se ha denominado “perfil diario de necesidades de reserva”, apartado 3.1.4).

La estimación correcta de estas tres variables con objeto de introducirlas al modelo como dato de entrada es de vital importancia para que éste realice una previsión adecuada del comportamiento del mercado. Con este propósito, en base a la observación de las cantidades de energía reprogramada en RRTT por falta de reserva a subir (RSI) en el pasado, se clasifican los días de la semana y las horas en las que se prevea que se va a convocar mercado de la siguiente forma.

- Tipo de día: Laborable, Sábado o Domingo/Festivo.
- Tipo de hora: Punta de Mañana o Punta de Tarde.
- Mes: Enero, Febrero, Marzo, Abril, etc.

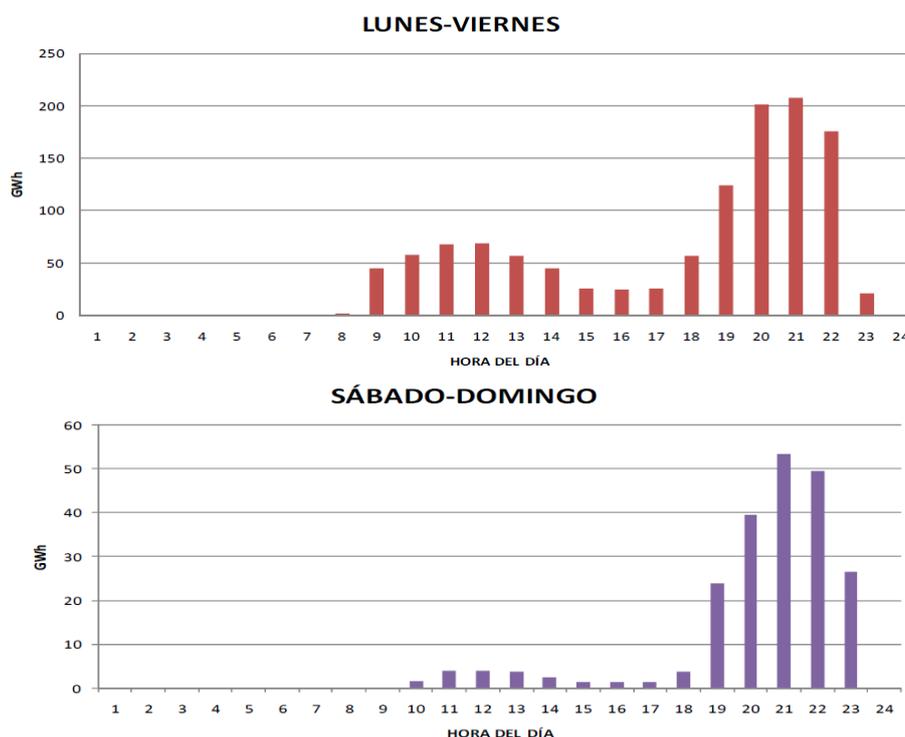


Figura 3.1: Energía programada, acumulada por horas, en RRTT, por falta de reserva a subir (RSI) [4]

En la figura anterior se observa cómo por las tardes las necesidades son mayores que en horas de la mañana. Y de igual modo, en días laborables existe mayor cantidad de energía reprogramada por falta de reserva a subir que en sábados o domingos. Este perfil de variabilidad en la reserva de unos días a otros justifica la clasificación mencionada.

3.1.1 CÁLCULO DE NECESIDADES. CORRELACIONES

La decisión de cuanta reserva de potencia adicional a subir es necesaria en el sistema corre a cargo del OS. Como se ha explicado en el capítulo 2, dicha cantidad está influenciada por una serie de factores: nivel de producción de energía intermitente en el sistema, errores previsibles de la predicción de la demanda, posibles indisponibilidades de grupos, potencia disponible en las interconexiones, etc. Sin embargo, aún no se han conseguido obtener relaciones fuertes entre estos factores y la cantidad de reserva que el OS solicita cuando se convoca mercado. Esto ha motivado la realización de un estudio, externo y complementario a esta tesis fin de máster, en base a datos históricos, con objeto de buscar correlaciones a través de EXCEL entre distintas variables que permitan establecer relaciones matemáticas entre la magnitud “necesidad de reserva” y otras variables de las que Endesa disponga previsiones, de tal forma que teniendo una predicción de estas últimas el modelo sea capaz de hacer una estimación de las necesidades de reserva en base a las correlaciones obtenidas. Los resultados de este estudio se exponen en las tablas 3.1 y 3.2.

Índice Correlación: N vs. V _P	
Jun 12	■
Jul 12	■
Ago 12	■
Sep 12	■
Oct 12	■
Nov 12	■
Dic 12	■
Ene 13	■
Feb 13	■
Mar 13	■
Abr 13	■
May 13	■
Jun 13	■
Jul 13	■
Ago 13	■
Sep 13	■
Oct 13	■

N: Necesidades; V_P: Variable de previsión

Tabla 3.1: Índices de correlación mono-variable*

Aunque el contenido de la tabla 3.1 es confidencial, de la tabla anterior puede inferirse que el valor numérico de las necesidades de reserva presenta ciertas correlaciones con la variable de previsión analizada, siendo más fuertes en unos meses que en otros. El hecho de aplicar correlaciones para estimar las necesidades de reserva significa presuponer que el mercado se seguirá comportando en el futuro como lo ha hecho hasta ahora, ya que dicho comportamiento ha quedado implícito en las correlaciones obtenidas en el estudio externo realizado en base a los datos históricos de los que se disponía en el momento del desarrollo de la herramienta. La figura 3.2 representa de forma genérica el cálculo de los índices de correlación “Necesidad vs. Variable de previsión” que se ha realizado en el estudio para cada mes del año del periodo de estudio analizado (de junio de 2012 a octubre de 2013).

* Tabla/figura modifica por contener información confidencial.

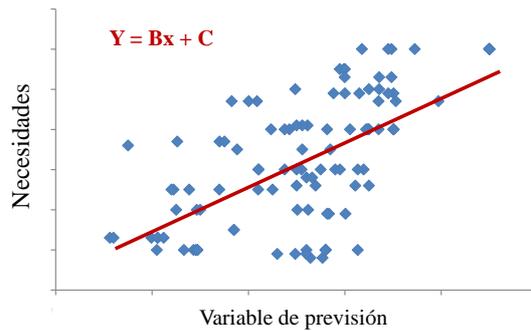


Figura 3.2a: Correlación Lineal

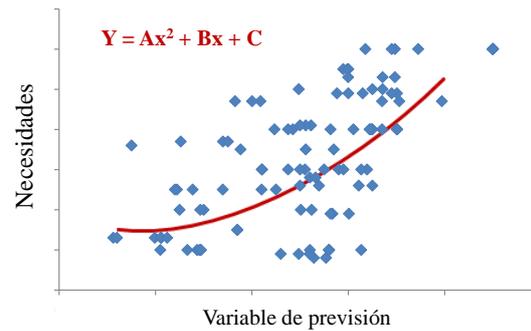


Figura 3.2a: Correlación Polinómica

Figura 3.2: Correlación Necesidad vs. Variable de previsión

Debido a que en función del tipo de correlación que se aplique, lineal o polinómica, se obtienen índices diferentes, la herramienta permite al usuario elegir el tipo de correlación a aplicar más conveniente para la obtención del valor numérico de necesidades en función de la variable de previsión correspondiente (figura 3.5).

Puesto que no todos los meses presentan unos índices de correlación suficientemente fuertes, y dado que existen meses donde los patrones de variabilidad de necesidades de reserva es similar, se ha optado por utilizar únicamente dos de las correlaciones recogidas en la tabla 3.1, y extrapolar para el resto de meses de la forma que se explica a continuación.

- En meses de demandas altas, se aplica la misma correlación a los meses:
 - Noviembre.
 - Diciembre.
 - Enero.
 - Febrero.
- En meses de demandas medias-bajas, se aplica la misma correlación a los meses:
 - Marzo.
 - Abril.
 - Mayo.
 - Agosto.
 - Septiembre.
 - Octubre.

Teniendo en cuenta que a medida que transcurra el tiempo existe la posibilidad que el mercado pueda cambiar su comportamiento respecto a las relaciones entre las diferentes variables utilizadas en el modelo, la herramienta permite actualizar/cambiar todas las constantes que definen las correlaciones obtenidas.

Necesidad vs. Variable de Previsión

		Correlación Mono - Variable							
		Meses fríos: NOV DIC ENE Y FEB			Meses Templados: MAR ABR MAY AGO SEP Y OCT				
		A	B	C	A	B	C		
Correlación Lineal									$Y = Bx + C$
Correlación Polinómica							$Y = Ax^2 + Bx + C$		

Figura 3.3: Definición correlaciones simples. Cálculo de Necesidades (Pestaña Datos) *

En la tabla 3.1 se han representado índices de correlación mono-variable, es decir, correlaciones de dos variables. Sin embargo, debido a que se ha descubierto que las necesidades de reserva también presentan cierta correlación con otra variable de previsión distinta de la considerada en la mono-correlación, resulta de interés un estudio análogo al mostrado en la tabla 3.1 pero haciendo una correlación múltiple entre las necesidades y las dos variables de previsión analizadas. La tabla 3.2 recoge esto mismo.

Índice Correlación: N vs. V _{P1} vs. V _{P2}	
Jun 12	■
Jul 12	■
Ago 12	■
Sep 12	■
Oct 12	■
Nov 12	■
Dic 12	■
Ene 13	■
Feb 13	■
Mar 13	■
Abr 13	■
May 13	■
Jun 13	■
Jul 13	■
Ago 13	■
Sep 13	■
Oct 13	■

N: Necesidades; V_{P1}: Variable de previsión 1; V_{P2}: Variable de previsión 2

Tabla 3.2: Índices de correlación multi-variable *

La correlación múltiple se aplica de forma exactamente igual a la explicada para la correlación mono-variable. La figura 3.4 muestra la tabla correspondiente para cambiar/actualizar las constantes que definen la correlación multi-variable a aplicar en el modelo para el cálculo de las necesidades de reserva en función de las dos variables de previsión estudiadas.

Necesidad vs. Variable de Previsión 1 vs. Variable de Previsión 2

		Correlación Multi - Variable						$Y = Az + Bx + C$
		Meses fríos: NOV DIC ENE Y FEB			Meses Templados: MAR ABR MAY AGO SEP Y OCT			
		A	B	C	A	B	C	Y = Necesidad
Regresión Lineal								z = Variable de Previsión 1
								x = Variable de Previsión 2

Figura 3.4: Definición correlación múltiple. Cálculo de Necesidades (Pestaña Datos) *

De este modo, el usuario de la herramienta tiene la posibilidad de aplicar la correlación que considere oportuna en cada momento, o si percibe que el cálculo de las necesidades no es adecuado o no se corresponde con la realidad, puede cambiar la forma de cálculo de las mismas modificando el tipo de correlación a aplicar través del panel de control de la figura 3.5.

		Cálculo de Necesidades:				Cálculo de Necesidades:	
1	Correlación Mono-Variable	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Correlación Mono-Variable	<input type="checkbox"/>	0	
	ó	<input type="checkbox"/>		Correlación Multi-Variable	<input checked="" type="checkbox"/>	1	
2	Cálculo horario	<input type="checkbox"/>	0	Cálculo horario	<input checked="" type="checkbox"/>		
	ó	<input checked="" type="checkbox"/>		ó	<input type="checkbox"/>		
3	Cálculo promediado	<input type="checkbox"/>	1	Cálculo promediado	<input checked="" type="checkbox"/>		
	Correlación lineal	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Correlación lineal	<input type="checkbox"/>		
	ó	<input type="checkbox"/>		ó	<input checked="" type="checkbox"/>		
	Correlación Polinómica	<input type="checkbox"/>	0	Correlación Polinómica	<input checked="" type="checkbox"/>		

Figura 3.5: Cuadro de control para el cálculo de Necesidades aplicando correlaciones (Pestaña Datos)

En el cuadro anterior un “1” significa activo y un “0” no activo. A continuación se resume la utilidad de cada uno de los tres cuadros de mando mostrados en el figura 3.5. Se observa que cuando se selecciona la casilla de correlación múltiple se anulan los otros dos cuadros de mando, por ser éstos innecesarios cuando se aplica multi-correlación.

- Cuadro 1.
 - Correlación Mono-Variable. Significa calcular el valor numérico de las necesidades aplicando la correlación entre necesidades y una sola de las variables de previsión (tabla 3.1).

- **Correlación Multi-Variable.** Significa calcular el valor numérico de las necesidades aplicando la correlación entre necesidades y las dos variables de previsión consideradas (tabla 3.2).
- **Cuadro 2.**
 - **Cálculo horario.** Significa calcular el valor de las necesidades aplicando el siguiente algoritmo. Se aplica la correlación correspondiente, de forma horaria, de tal forma que se obtiene un valor de necesidad para cada hora de todo el periodo de estudio. Después, se calcula el promedio de las necesidades calculadas según: tipo de día (Laborable, Sábado o Domingo), tipo de hora (Punta de Mañana o Punta de Tarde) y mes, tal como recoge la figura 3.6a.
 - **Cálculo Promediado.** Significa calcular el valor de las necesidades aplicando el algoritmo explicado para el caso anterior pero en orden inverso. Primero, se obtiene el promedio de la variable de previsión según: tipo de día (Laborable, Sábado o Domingo), tipo de hora (Punta de Mañana o Punta de Tarde) y mes. Una vez conocidos estos valores, se aplica la formula de la correlación para obtener el valor promediado de necesidad buscado (figura 3.6a).
- **Cuadro 3.**
 - **Correlación Lineal.** Significa calcular el valor numérico de las necesidades aplicando la correlación lineal (figura 3.2a).
 - **Correlación polinómica.** Significa calcular el valor numérico de las necesidades aplicando la correlación polinómica (figura 3.2b).

El objetivo de aplicar las correlaciones obtenidas es determinar el valor numérico de las necesidades de reserva de forma promediada según la clasificación ya explicada en base al tipo de día, tipo de hora y mes. Las necesidades promediadas calculas se guardan en la tabla de la figura 3.6a de las pestaña “Datos”. Las casillas en gris representan las horas donde el modelo asume que no van a existir necesidades de reserva (ver apartado 3.1.3).

Necesidades Calculadas

	Punta de Mañana			Punta de Tarde		
	LAB	SÁB	DOM	LAB	SÁB	DOM
ENE	3100			3800		2900
FEB	2200			3700	3400	3700
MAR	3500	2300		4200	4600	4300
ABR	3400			3700	3800	5200
MAY	1400			900		2400
JUN						
JUL						
AGO	1300			1300		1200
SEP	1800			2500		2300
OCT	1800			4600	3500	2500
NOV	2800	1900		4800	3400	2700
DIC	3200			4900	3700	3800

Figura 3.6a: Necesidades Calculadas

Necesidades a Imponer

	Punta de Mañana			Punta de Tarde		
	LAB	SÁB	DOM	LAB	SÁB	DOM
ENE						
FEB						
MAR						
ABR						
MAY						
JUN						
JUL						
AGO						
SEP						
OCT						
NOV						
DIC						

Figura 3.6b: Necesidades a Imponer

Figura 3.6: Necesidades de Reserva (Pestaña Datos)

Las correlaciones representan cómo se ha comportado el mercado de reserva en el pasado, y lo hacen con un determinado margen de error al ser sus índices de correlación menor que la unidad (correlación perfecta). Además, no es descartable que las correlaciones calculadas en el estudio externo realizado puedan quedar desfasadas en el futuro. Por tanto, la herramienta permite al usuario imponer, introduciendo los datos manualmente, las necesidades de reserva que considere oportunas a través de la tabla recogida en la figura 3.6b, de tal forma que los valores recogidos en esta tabla siempre predominan respecto a los recogidos en la tabla de la figura 3.6a. De este modo, si se percibiese que el cálculo de las necesidades mediante correlaciones no es adecuado, la herramienta posibilita hacer una entrada de datos estática, total o parcial, de las necesidades de reserva sin correlacionarlas a ninguna otra variable.

La inclusión en el LPRA de una entrada de datos dinámica es algo totalmente novedoso. Por este motivo, se deja abierta la posibilidad de ir cambiando, a medida que vaya transcurriendo el tiempo y se vaya conociendo más información del mercado, todas las ecuaciones que rigen el funcionamiento de las correlaciones (figuras 3.3 y 3.4).

3.1.2 CÁLCULO DE NECESIDADES. CONSTANTES CORRECTORAS

En el apartado anterior se ha reseñado que no todos los meses presentan unos índices de correlación suficientemente fuertes como aplicar a cada mes su correspondiente correlación. Se ha optado por agrupar los meses según patrones similares de necesidades de reserva, en meses de demandas altas y demandas medias-bajas, y aplicar las correlaciones con los índices más altos al resto de los meses. Esto, lógicamente, representa una solución de compromiso ante la carencia de correlaciones más fuertes en todos los meses. Por otro lado, las correlaciones más altas encontradas presentan valores sensiblemente menores a la unidad, y aunque son valores aceptables para un modelo de previsión a largo plazo introducen un cierto margen de error en los cálculos.

Las dos circunstancias expuestas en el párrafo anterior son las causantes de la necesidad de corregir las ecuaciones de las correlaciones obtenidas en el apartado 3.1.1. Conociendo los valores de reserva solicitada por el OS desde el inicio del mercado, se trata de ajustar las correlaciones, en base a los datos históricos, de tal forma que el error cometido por las correlaciones corregidas al calcular las necesidades de reserva históricas y conocidas, sea cero. La forma de corregir las correlaciones se realiza a través de una constante correctora que balancea la ecuación, según la expresión (3.1).

$$Y = Bx + C + K_{correctora} \quad (3.1)$$

La figura 3.7 representa conceptualmente el efecto de incluir esta constante correctora en las expresiones que definen las correlaciones.

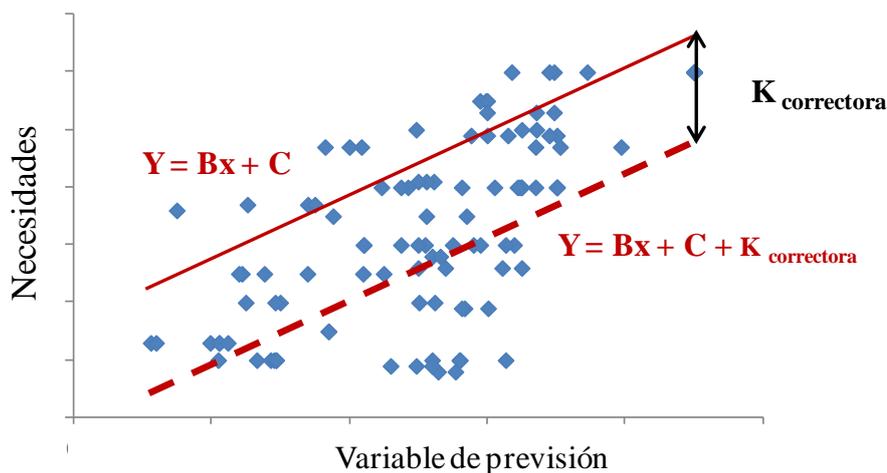


Figura 3.7: Necesidades de Reserva (Pestaña Datos)

En la figura se observa que el efecto de incluir una constante para ajustar la ecuación de la correlación es equivalente al de desplazar dicha ecuación paralelamente en el plano necesidad-variable de previsión. La distancia desplazada se corresponde con el valor de la constante correctora. Aquí reside la razón por la cual la herramienta trabaja con valores promediados de necesidad en función de: tipo de día, tipo de hora y mes, según muestra la figura 3.6, en lugar de utilizar valores promediados de necesidades diarios (un valor de necesidad diferente para cada día). La razón es la necesidad de aplicar constantes correctoras para ajustar las ecuaciones de las correlaciones.

Cuando se introduce la constante correctora en la ecuación de la correlación, se está asumiendo que el error cometido por la correlación siempre se corresponde con el valor de dicha constante. Es evidente que no es lo mismo corregir el valor de una necesidad horaria, resultado de aplicar una única vez la correlación, que corregir una necesidad promedio, resultado de aplicar la correlación un gran número de veces. Es decir, cuando se aplica la corrección de la correlación a un valor de necesidad obtenido tras aplicar un número reducido de veces la correlación, como puede ser un valor horario de necesidad (una sola vez) o un valor diario (unas pocas veces), es muy arriesgado ya que la correlación tiene una probabilidad similar de equivocarse hacia un lado o hacia el contrario (a favor o en contra). En este caso, si la constante correctora y el error inherente que comete la correlación no son de signo contrario, el efecto de la constante correctora lejos de contribuir a reducir/contrarrestar el error asociado a la correlación puede llegar a acrecentarlo. Sin embargo, cuando se aplica la corrección de la correlación a un valor de necesidad obtenido tras aplicar un número elevado de veces la correlación, se está asumiendo que la correlación se equivoca, en promedio, una determinada cantidad, siendo de esta forma más complicado que el error inherente asociado a la correlación y la constante correctora utilizada vayan en el mismo sentido. Es decir, la probabilidad de que el error asociado a la correlación y la constante correctora sean tal que hagan acrecentar el error cometido en el cálculo del valor final

de necesidad es mucho menor. Por esta razón, se ha optado por utilizar valores de necesidades promediados, según recoge la figura 3.6, el lugar de valores diarios. La figura 3.8 resume la forma en la que se han obtenido estas constantes correctoras.

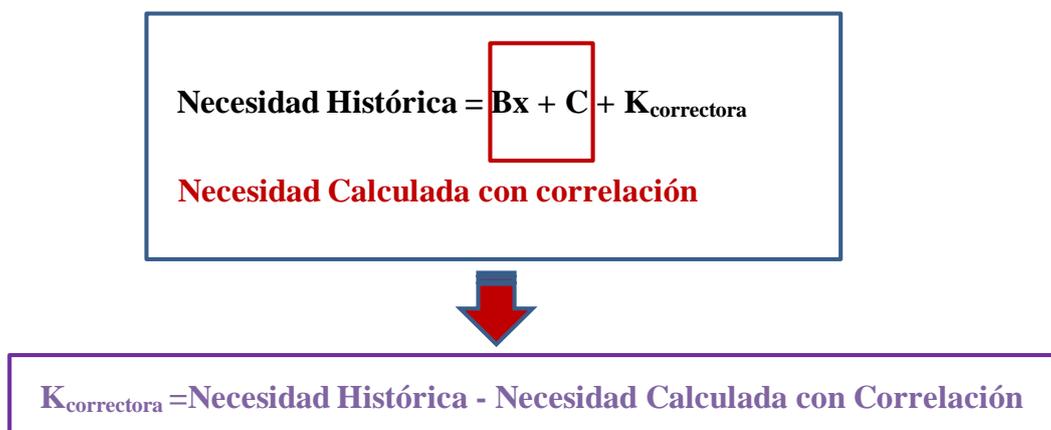


Figura 3.8: Resumen del cálculo de constantes correctoras

Sin embargo, el error cometido en el pasado no tiene porque ser igual al error que cometerá la correlación en el futuro. Por tanto, aplicar las constantes correctoras tiene como objetivo acotar el previsible error que comenten las correlaciones por sí solas. Como estas constantes han sido calculadas, al igual que las constantes que definen el comportamiento de las correlaciones en el apartado anterior, en base a los datos históricos de los que se ha dispuesto durante el desarrollo de la herramienta, también son susceptibles de ser modificadas/actualizadas a medida que transcurra el tiempo. Por ese motivo, el valor de dichas constantes también se presenta en la herramienta como un dato de entrada al modelo (anexo 1).

3.1.3 PROFUNDIDAD DE DÍAS

El concepto “profundidad de días”, o simplemente “profundidad”, significa: número de días de un tipo determinado (laborable, sábado o domingo/festivo) en los que se considera que se va a convocar mercado de reserva en el futuro en un determinado mes. Por ejemplo, si un mes tiene un total de cinco días festivos, la profundidad asociada a este mes podría ser cualquier número entero comprendido entre uno y cinco. Si se le asignase, por ejemplo, un tres, significaría que de los cinco días festivos en el mes susceptibles de ser convocado mercado, la herramienta únicamente asignaría reserva en tres de los cinco. Si por el contrario, se asignase un cinco, la herramienta asignaría necesidades de reserva en todos los días. Y cuando no se quiere asignar reserva ningún día, en lugar de poner un cero se rellena la casilla de color gris (más visual). Por tanto, las casillas en gris de las figuras 3.6 y 3.9 representan horas en las que no existen necesidades de reserva.

Debido a que esta variable se ha mantenido sin cambios importantes en el transcurso de los meses en los que lleva funcionando el mercado, se ha preferido hacer una entrada datos estática. El usuario debe introducir, de forma manual, los valores que considere. Por defecto, se han introducido los valores de profundidad correspondiente a los 10 primeros meses de 2013 y noviembre y diciembre de 2102. El dato de la profundidad se ha clasificado exactamente igual que las necesidades de reserva, según: tipo de día, tipo de hora y mes.

Profundidad de días

	Punta de Mañana			Punta de Tarde		
	LAB	SÁB	DOM	LAB	SÁB	DOM
ENE	13			19		3
FEB	12			17	4	3
MAR	9	3		17	4	5
ABR	14			16	2	3
MAY	11			9		3
JUN						
JUL						
AGO	16			8		2
SEP	7			14		3
OCT	13			23	2	5
NOV	18	2		21	4	4
DIC	14			17	3	8

Figura 3.9: Profundidad de días. Año de previsión 2014 (Pestaña Datos)

Es importante darse cuenta que, por ejemplo, no todos los años tienen el mismo número de días laborables en el mes de enero. Lo mismo puede decirse respecto al número de días festivos o sábados, en el mes de enero o en cualquier otro mes. En el anexo 2 se presentan tablas donde se recogen todos los posibles valores que pueden darse para todos los meses del año respecto al número de días de cada tipo: laborables, sábados y domingos. Estos valores representan el máximo valor que puede adoptar el dato “profundidad de días”. De esta forma, cuando un valor introducido en la tabla de la figura 3.9 sea superior a los valores archivados en el anexo 2, dicho valor se pone en negrita y se reemplaza (aunque el reemplazo no es visual, sólo se hace a nivel de código) por el valor recogido en el anexo. Por ejemplo, en la figura 3.9, que corresponde a una ejecución para el año 2014, se aprecian dos casillas con el valor en negrita, una con un valor de 21 en noviembre y otra con uno de 5 en octubre. Esto quiere decir que, respecto a octubre, el número de días festivos en octubre de 2014 es inferior a 5 (5 es el número de días festivos en los que hubo reserva en octubre de 2013). Respecto a noviembre, puede concluirse que el número de días laborables en noviembre de 2014 es inferior a 21 (21 es el número de días laborables en los que hubo reserva en noviembre de 2012). En ambos casos, en lugar de trabajar con una profundidad de 5 para octubre y 21 para noviembre, la herramienta tiene almacenados en su código todos los valores de las tablas del anexo 2 y aplica a cada uno el que corresponda, según se aprecia en la figura 3.10.

	Día inicio de mes	Año	LAB	SAB	FES
	Lunes	2012	22	4	5
	Martes	2013	23	3	5
	Miércoles	2014	23	4	4
Octubre	Jueves	2015	21	5	5
	Viernes	2010	20	5	6
	Sábado	2011	20	5	6
	Domingo	2017	21	4	6
	Lunes	2010	21	4	5
	Martes	2011	21	4	5
	Miércoles	2017	21	4	5
Noviembre	Jueves	2012	21	4	5
	Viernes	2013	20	5	5
	Sábado	2014	20	4	6
	Domingo	2015	21	4	5

Figura 3.10: Número de días de cada tipo para Octubre y Noviembre. Extracto del anexo 2

En caso de octubre se utilizaría como dato de profundidad para los días festivos un 4 en lugar de 5. Y para el caso de noviembre, se utilizaría como dato de profundidad para los días laborables un 20 en lugar de 21. Si no se hiciera esta corrección, la herramienta daría error de ejecución. Se puede comprobar como el resto de valores para octubre y noviembre de la tabla de la figura 3.9 son iguales o menores a los datos correspondientes a 2014 de la figura 3.10 (valores máximos de la variable profundidad de días).

En la figura 3.11 se muestra un ejemplo gráfico de lo que significa aplicar el concepto de la profundidad de días. Se ha representado un mes con 5 días festivos/domingos y donde la correspondiente profundidad es 3.

Día	Tipo Día	H21	H22	H23	Día	Tipo Día	H21	H22	H23
1	FES	3000	3000	3000	1	FES	3000	3000	3000
2	FES	3000	3000	3000	2	FES	3000	3000	3000
3	FES	3000	3000	3000	3	FES			
4	FES	3000	3000	3000	4	FES			
5	FES	3000	3000	3000	5	FES	3000	3000	3000
		PT	PT	PT			PT	PT	PT

a) Sin considerar profundidad

b) Considerando profundidad de días

Figura 3.11: Perfil equivalente de necesidades de reserva

Por otro lado, los datos recogidos en la tabla de la figura 3.9 son adecuados cuando los meses son enteros. Sin embargo, el primer mes de la previsión no tiene por qué empezar el día uno, así que el primer mes suele tener menos días que el resto de los meses. Por ese motivo, para el primer mes de la previsión, la herramienta recalcula una segunda tabla reduciendo de forma proporcional los valores recogidos en la primera tabla. Por ejemplo, si la previsión empezase justo a mediados de un determinado mes, los valores de profundidad de días que se aplicarían a este mes serían la mitad de los que vengan escritos en la tabla donde se almacenan los datos correspondientes a la profundidad de días.

3.1.4 PERFIL DIARIO DE NECESIDADES DE RESERVA

Conocidos el valor numérico de las necesidades y el número de días en los que va haber requerimientos, el siguiente paso es dilucidar cuantas y qué horas dentro de un día van a estar repartidas esas necesidades. En este apartado se explica la forma en la que se ha obtenido lo que se ha denominado “perfil diario de necesidades de reserva”, que representa las horas en las que se va a convocar mercado de reserva en cada día en función del tipo de día y mes. La figura 3.12 muestra este perfil. Las horas “PM” representan horas que pertenecen a la punta de la mañana (desde las 00.00 a las 14.00 horas), y las horas “PT” a la punta de la tarde (desde las 14.00 a las 24.00 horas).

Perfil Diario de Necesidades de Reserva

LABORABLES																									
	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	
ENE										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
FEB										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
MAR										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
ABR									PM	PM	PM	PM										PT	PT		
MAY										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
JUN										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
JUL										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
AGO										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
SEP										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
OCT										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
NOV										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
DIC										PM	PM	PM									PT	PT	PT		

SABADOS																									
	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	
ENE										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
FEB										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
MAR										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
ABR										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
MAY										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
JUN										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
JUL										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
AGO										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
SEP										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
OCT										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
NOV										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
DIC										PM	PM	PM									PT	PT	PT		

DOMINGOS/FESTIVOS																									
	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	
ENE										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
FEB										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
MAR										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
ABR										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
MAY										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
JUN										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
JUL										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
AGO										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
SEP										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
OCT										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
NOV										PM	PM	PM									PT	PT	PT		
DIC										PM	PM	PM									PT	PT	PT		

Figura 3.12: Perfil diario de Necesidades de Reserva (Pestaña Datos)*

La figura anterior no se corresponde con la realidad debido a que es información confidencial. A continuación se explica cómo se ha obtenido el perfil de necesidades correspondiente a los días laborables del mes de abril (única información de la figura 3.12 que no ha sido modificada por tema de confidencialidad de datos). Para el resto de meses y para el caso de los días festivos o domingos y sábados el análisis es totalmente análogo al aquí expuesto así que se ha preferido omitirlo del documento con el fin de simplificar y facilitar la lectura.

El criterio implementado en el modelo para considerar que en una determinada hora se convoca o no mercado de reserva es que, en al menos uno de cada tres días (un 33%) en los que pudo haber reserva finalmente sí que hubo. En la figura 3.13 se muestran las horas del mes de abril para los días laborables en las que se va a considerar que existen necesidades de reserva para la punta de la mañana.

Día	Tipo día	H08	H09	H10	H11	H12	H13	H14
1	LAB							
3	LAB		3500.0	3500.0	3500.0	3500.0		
4	LAB		3500.0	3500.0	3500.0	3500.0		
5	LAB			3200.0	3200.0	3200.0		
8	LAB			2500.0	2500.0	2500.0		
9	LAB							
10	LAB							
11	LAB							
12	LAB				1000.0	1000.0	1000.0	
15	LAB		2400.0	2400.0	2400.0	2400.0		
16	LAB		3000.0	3000.0	3000.0	3000.0		
17	LAB		3000.0	3000.0	3000.0	3000.0	3000.0	
18	LAB			2000.0	2000.0	2000.0		
19	LAB							
22	LAB			1000.0	1000.0	1000.0	1000.0	
23	LAB							
24	LAB		1000.0	1000.0	1000.0			
25	LAB		1300.0	1300.0	1300.0			
26	LAB							
29	LAB			800.0	800.0	800.0		
30	LAB		3500.0	3500.0	3500.0	3500.0	3500.0	
21 días en total			38%	62%	67%	57%	19%	
			PM	PM	PM	PM		

Figura 3.13: Necesidades horarias de reserva en días laborables para la punta de la mañana en el mes de abril de 2013

Se observa cómo las horas H09, H10, H11 y H12 están por encima del porcentaje indicado.

- En la hora H09 → Hubo reserva 8 de los 21 días posibles (38%). Convocatoria.
- En la hora H10 → Hubo reserva 13 de los 21 días posibles (62%). Convocatoria.
- En la hora H11 → Hubo reserva 14 de los 21 días posibles (67%). Convocatoria.
- En la hora H12 → Hubo reserva 12 de los 21 días posibles (57%). Convocatoria.
- En la hora H13 → Hubo reserva 4 de los 21 días posibles (19%).

Y en la figura 3.14 se muestra las horas del mes de abril para los días laborables en las que se va a considerar que existen necesidades de reserva, pero esta vez para la punta de la tarde.

Día	Tipo día	H19	H20	H21	H22	H23	H24
1	LAB						
3	LAB			6000.0	6000.0		
4	LAB			2500.0	2500.0		
5	LAB			2000.0	2000.0		
8	LAB			1200.0	1200.0		
9	LAB			3500.0	3500.0		
10	LAB						
11	LAB						
12	LAB			3000.0	3000.0		
15	LAB		3200.0	3200.0	3200.0		
16	LAB			4000.0	4000.0		
17	LAB			5300.0	5300.0		
18	LAB			2000.0	2000.0		
19	LAB						
22	LAB			2000.0	2000.0		
23	LAB			2000.0	2000.0		
24	LAB			1000.0	1000.0		
25	LAB			2700.0	2700.0		
26	LAB						
29	LAB			1000.0	1000.0		
30	LAB			3500.0	3500.0		
21 días en total			5%	76%	76%		
				PT	PT		

Figura 3.14: Necesidades horarias de reserva en días laborables para la punta de la tarde en el mes de abril de 2013

Precediendo como en el caso de la punta de la mañana, se observa cómo las horas H21, y H22 están por encima del porcentaje indicado.

- En la hora H20 → Hubo reserva 1 de los 21 días posibles (5%).
- En la hora H21 → Hubo reserva 16 de los 21 días posibles (76%). Convocatoria.
- En la hora H22 → Hubo reserva 16 de los 21 días posibles (76%). Convocatoria.

El resultado del análisis mostrado en las figuras 3.14 y 3.15 es que en los días laborables del mes de abril la herramienta asigna requerimientos de reserva cuatro horas por la mañana y dos horas por las tardes.

Aquí termina el análisis de los datos de entrada relacionados con las necesidades de reserva. En el siguiente apartado se explican los datos de entrada que tienen que ver con la inclusión en la herramienta del resto de agentes que participan en el mercado de reserva.

3.2 PATRONES DE LA COMPETENCIA

El mercado de reserva es un mercado libre y competitivo, en el que participan, además de Endesa, otras compañías. En este apartado se explica la forma en la que la herramienta representa a la competencia de Endesa en el mercado, la cual se introduce en el modelo como un dato de entrada a través de unas curvas denominadas *patrones de la competencia*. Por tanto, a lo largo de este capítulo se explica, en primer lugar, cómo se han obtenido estas curvas que representan al resto de participantes en el mercado. Y en segundo lugar, los criterios implementados en la herramienta para dilucidar cuál es el patrón más adecuado a aplicar cada día.

3.2.1 DEFINICIÓN

Se define patrón de la competencia como una curva que modeliza el comportamiento agregado de la competencia en el mercado (excluyendo condiciones complejas). La obtención de estos patrones se ha realizado a través de una herramienta informática desarrollada por el IIT (Instituto de Investigación Tecnológica) de la universidad pontificia Comillas para el grupo Endesa, denominada SGO-Análisis. La figura 3.15 muestra las curvas obtenidas y que el LPRA utiliza como dato de entrada. Estas curvas representan la cantidad de reserva o cuota que la competencia está dispuesta a cubrir para un precio del mercado dado.

A la hora de realizar una oferta al mercado de reserva son varios los aspectos que se pueden tener en cuenta, como el ingreso que se va a obtener por la reprogramación necesaria hasta mínimo técnico en aquellas horas donde existan requerimientos o el número de horas que hay que rellenar el programa del grupo en el caso de optar a la reserva de la punta de la mañana y de la tarde. Considerando lo anterior, se ha decidido analizar por separado las ofertas pertenecientes a la punta de la mañana y las de la punta de la tarde, ya que se ha podido comprobar que las estrategias de oferta son diferentes. Esto se ve reflejado en los patrones que las representan, como puede observarse en la figura 3.15.

		PRECIO euros/MW													
		0	0.12	0.25	0.39	0.55	0.73	0.93	1.14	1.4	1.64	1.93	2.26	2.61	3
		Ejemplo													
		COBERTURA (% NECSEC)													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Patrones de la competencia	PM	5.93	6.73	7.23	7.33	7.31	7.3	7.24	8.75	8.8	8.94	8.92	9.22	9.6	9.61
	PT														

Figura 3.15: Definición de los Patrones de la competencia (Pestaña Datos)*

Por ejemplo, en el primer patrón, la competencia está dispuesta a cubrir un 9.61% de las necesidades de reserva requeridas a un precio de 3 euros por megavatio. En el anexo 3 puede consultarse más información acerca de cómo se obtienen los patrones. En cada convocatoria de mercado se utiliza un único patrón. En el siguiente apartado se analizan las consideraciones implementadas en la herramienta para elegir un patrón u otro en función del día.

3.2.2 ACTIVACIÓN

La activación de los patrones consiste en asignar a cada día el patrón más conveniente entre los nueve patrones recogidos en la figura 3.15. En el caso de horas que pertenecen a la punta de la mañana se elige uno entre los cuatro primeros. Y en el caso de horas que pertenecen a la punta de la tarde uno entre los cinco últimos. Esta elección se hace de forma automática. Es decir, la activación de los patrones se ha implementado en el modelo como un dato de entrada dinámico, correlacionándolo con el valor de necesidad requerida y con el precio del mercado diario, similar a cómo se calculan las necesidades de reserva a través de correlaciones pero con una diferencia fundamental. Esta diferencia es la siguiente. Las necesidades se calculan de forma promediada, según la clasificación ya explicada y que se vuelve a escribir a continuación (figura 3.6).

- Tipo de día: Laborable, Sábado o domingo.
- Tipo de hora: Punta de mañana o punta de tarde.
- Mes: Enero, febrero, marzo, etc.

Sin embargo, el cálculo de la activación de los patrones se realiza de forma diaria, y no de manera promediada según la clasificación anterior. Es decir, la herramienta calcula para cada día, diferenciando entre punta de mañana y punta de tarde, la activación correspondiente del patrón, en función de:

- Las necesidades de reserva calculadas para la hora en cuestión.
- Promedio del precio del mercado diario para las horas de la punta de la mañana o de tarde, según corresponda, del día en cuestión.

Es decir, el cálculo dinámico de la activación de los patrones se realiza mediante correlación múltiple. Las constantes que definen estas correlaciones son, al igual que las constantes que definen las correlaciones para el cálculo dinámico de las necesidades de reserva (apartado 3.1.1), el resultado de un estudio externo. Los datos utilizados en dicho estudio están recogidos en el Anexo 3. Las constantes que definen las correlaciones obtenidas para el cálculo dinámico de la activación de los patrones se han implementado, también, como una entrada al modelo, susceptibles de ser cambiadas/actualizadas cuando sea necesario.

$$Y = Az + Bx + C$$

Y = Patrón

z = Necesidad

x = Precio Mercado diario

		ENE FEB MAR ABR MAY AGO SEP OCT NOV Y DIC			Patrón
		A	B	C	
PM	Laborable	-5.35E-04	3.68E-02	2.261	
	Sábado				4
	Domingo				
PT	Sábado	-5.49E-04	3.47E-02	3.500	
	Domingo	-3.58E-04	4.09E-02	2.104	

		NOV Y DIC		
		A	B	C
PT	Laborable	-5.50E-04	3.83E-02	3.403
		OCT ENE FEB MAR ABR		
		A	B	C
PT	Laborable	-5.80E-04	5.02E-02	2.233664652
		MAY Y SEP		
		A	B	C
PT	Laborable	-1.24E-03	3.85E-02	3.556
		AGO		
		Patrón		
		4		

Figura 3.16: Definición correlación múltiple. Cálculo de patrones (Pestaña Datos)

Lógicamente, la aplicación de las ecuaciones que definen las correlaciones mostradas en la figura 3.16 da como resultado números con decimales. Como los patrones se identifican a través de números enteros, de uno a cuatro para los patrones de la punta de la mañana y de cinco a nueve para los de la punta de la tarde, el resultado de aplicar las correspondientes ecuaciones de las correlaciones se aproxima al número entero más próximo.

En la figura 3.17 se muestra un ejemplo del cálculo de los patrones. Se analizan 3 días consecutivos del mes de diciembre de 2014. Como son tres días laborables, y en los tres casos se están analizando horas correspondientes a la punta de la tarde, los tres días presentan la misma previsión de requerimientos de reserva, en este caso 5000 MW. Sin embargo, se presuponen unos precios del mercado diario diferentes cada día.

RESUMEN DE RESULTADOS HORARIOS							
Fecha	Hora	TipoDía	TipoHora	NECESIDADES RESERVA (MW)	PATRÓN COMPETENCIA	PRECIO MD (€/MW)	PROMEDIO PRECIO MD
-	-	-	-	-	-	-	-
08/12/2014	19	Laborable	PT	5000	2	42.0	40.0
08/12/2014	20	Laborable	PT	5000	2	37.0	
08/12/2014	21	Laborable	PT	5000	2	41.0	
-	-	-	-	-	-	-	-
09/12/2014	19	Laborable	PT	5000	3	62.0	60.0
09/12/2014	20	Laborable	PT	5000	3	59.0	
09/12/2014	21	Laborable	PT	5000	3	59.0	
-	-	-	-	-	-	-	-
10/12/2014	19	Laborable	PT	5000	4	83.0	80.0
10/12/2014	20	Laborable	PT	5000	4	76.0	
10/12/2014	21	Laborable	PT	5000	4	81.0	

Figura 3.17: Ejemplo de la elección de los patrones

La tabla 3.3 muestra cómo la herramienta calcula los correspondientes patrones.

Constantes correlación de diciembre de la PT	A	B	C
	-5.50E-04	3.83E-02	3.403
CÁLCULO DE LOS PATRONES			
Días:	08/12/20014	09/12/20014	10/12/20014
z = Necesidad (Mw)	5000	5000	5000
x = Precio MD (€/Mw)	40	60	80
Patrón = Az + Bx + C	2.18	2.95	3.71
Patrón final	2	3	4

Tabla 3.3: Ejemplo del cálculo de la obtención de los patrones a través de la correlación

Calculada la activación de los patrones en todo el periodo de estudio del cual se quiere hacer la previsión, la herramienta calcula el valor promedio de todos los patrones según tipo de día, tipo de hora y mes, con el objetivo que el usuario de la herramienta tenga una referencia rápida (un golpe de vista) de cuáles son los patrones que se van a aplicar en la ejecución.

Promedio de los Patrones Calculados						Patrones a Imponer							
	Punta de Mañana			Punta de Tarde				Punta de Mañana			Punta de Tarde		
	LAB	SÁB	DOM	LAB	SÁB	DOM		LAB	SÁB	DOM	LAB	SÁB	DOM
ENE	3.0			8.0		8.0	ENE						
FEB	3.0			7.7	8.0	7.5	FEB						
MAR	2.0	4.0		6.9	7.0	6.7	MAR						
ABR	2.1			6.8	7.0	6.0	ABR						
MAY	3.6			8.0		7.0	MAY						
JUN							JUN						
JUL							JUL						
AGO	4.0			8.0		8.0	AGO						
SEP	3.1			6.7		7.0	SEP						
OCT	3.0			6.6	7.3	7.0	OCT						
NOV	3.0	4.0		7.1	7.5	7.2	NOV						
DIC	2.8			7.0	7.0	7.0	DIC						

Figura 3.18a: Promedio Patrones Calculados

Figura 3.18b: Patrones a imponer

Figura 3.18: Activación de patrones de la competencia (Pestaña Datos)

Es importante resaltar que la información contenida en la tabla de la figura 3.18a es meramente informativa. Representa, en promedio, los valores de los patrones calculados a través de las correlaciones. La herramienta almacena directamente en la pestaña “Resumen de resultados horarios” (figura 3.17) la activación de los patrones que calcula. No obstante, la información contenida en la tabla de figura 3.18b se utiliza para imponer los patrones que el usuario considere. Es decir, la activación de los patrones que se rellenen en la tabla de la figura 3.18b predomina sobre los patrones calculados a través de las ecuaciones de las correlaciones.

3.3 OTROS DATOS DE ENTRADA

En este apartado se exponen el resto de datos de entrada utilizados.

3.3.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS UOF DE ENDESA

Datos técnicos de los grupos térmicos de Endesa habilitados para participar en el mercado de reserva.

	MT (MW)	PC (MW)	Cvar (€/MWh)	Ca frio (€)	Ca caliente (€)
COM5	161	340.7			
COM4	161	341.2			
CCO3	153	323.3			
TER3	170	335.0			
TER2	170	335.0			
TER1	170	335.0			
PGR5	150	855.7			
SROQ2	150	401.8			
COL4	170	390.9			
BES5	150	827.6			
BES3	150	412.0			
LIT2	171	545.0			
LIT1	171	540.0			
PGR4	216	341.0			
PGR3	216	341.0			
PGR2	216	341.0			
PGR1	216	341.0			

Figura 3.19: Características técnicas de las UOF (Pestaña Datos)*

3.3.2 PREVISIÓN DEL PROGRAMA VIABLE PROVISIONAL

Programa viable de la casación en D-1 para el día D (PVP). Esta información proviene de la herramienta de previsión a largo plazo del mercado de restricciones técnicas “LPR” (Largo Plazo Restricciones).

PVP ENDESA									
Fecha	Hora	COM5	COM4	CCO3	PGR5	SROQ2	BES5	LIT2	...
04/01/2014	1	164	341	0	0	0	0	171	...
04/01/2014	2	164	341	0	0	0	0	171	...
04/01/2014	3	164	341	0	0	0	0	171	...
04/01/2014	4	164	341	0	0	0	0	171	...
04/01/2014	5	164	341	0	0	0	0	171	...
04/01/2014	6	164	341	0	0	0	0	171	...
04/01/2014	7	164	341	0	0	0	0	171	...
04/01/2014	8	164	341	0	0	0	150	171	...
04/01/2014	9	164	341	0	0	0	150	171	...
04/01/2014	10	164	341	0	0	0	150	171	...
04/01/2014	11	340	341	0	0	0	150	514	...
04/01/2014	12	340	341	0	0	0	150	514	...
04/01/2014	13	340	341	0	0	0	150	514	...
04/01/2014	14	340	341	0	0	0	150	514	...
04/01/2014	15	340	341	0	0	0	150	514	...
04/01/2014	16	340	341	0	0	0	150	514	...
04/01/2014	17	340	341	0	0	0	150	514	...
04/01/2014	18	340	341	0	0	0	150	514	...
04/01/2014	19	340	341	0	0	0	150	514	...
04/01/2014	20	340	341	0	0	0	150	514	...
04/01/2014	21	340	341	0	0	0	150	514	...
04/01/2014	22	340	341	0	0	0	150	514	...
04/01/2014	23	340	341	0	0	0	150	514	...
04/01/2014	24	340	341	0	0	0	150	514	...

Figura 3.20: Programa viable de casación (Pestaña PVP_UOF)

3.3.3 PREVISIÓN DE PRECIOS HORARIOS DE LOS MERCADOS INTRADIARIOS

Al no disponer Endesa de previsiones de precios de los mercados intradiarios, la herramienta utiliza la previsión horaria de los precios correspondientes al mercado diario, los cuales se obtienen de la herramienta de previsión a largo plazo de dicho mercado, “LPM” (Largo Plazo mercado).

RESUMEN RESULTADOS HORARIOS						
Fecha	Hora	TipoDía	TipoHora	NECESIDADES RESERVA (MW)	PATRONES COMPETENCIA	PRECIO MERCADO DIARIO (€/MW)
04/01/2014	1	Sábado				50.0
04/01/2014	2	Sábado				45.6
04/01/2014	3	Sábado				38.1
04/01/2014	4	Sábado				35.3
04/01/2014	5	Sábado				34.3
04/01/2014	6	Sábado				34.0
04/01/2014	7	Sábado				35.7
04/01/2014	8	Sábado				38.6
04/01/2014	9	Sábado				42.6
04/01/2014	10	Sábado				46.1
04/01/2014	11	Sábado				50.3
04/01/2014	12	Sábado				49.8
04/01/2014	13	Sábado				48.9
04/01/2014	14	Sábado				48.8
04/01/2014	15	Sábado				49.4
04/01/2014	16	Sábado				46.7
04/01/2014	17	Sábado				46.0
04/01/2014	18	Sábado				51.3
04/01/2014	19	Sábado				59.5
04/01/2014	20	Sábado				63.3
04/01/2014	21	Sábado				64.6
04/01/2014	22	Sábado				61.6
04/01/2014	23	Sábado				58.8
04/01/2014	24	Sábado				54.1

Figura 3.21: Precios del mercado diario (Pestaña Resumen_result_horarios)

3.3.4 VALORES LÍMITE DE LAS NECESIDADES DE RESERVA

Debido a que el cálculo de la necesidades de reserva a través de correlaciones no es cien por cien fiable, el objetivo de los valores límite mostrados en la figura 3.22 es acotar, tanto por arriba como por abajo, el valor de necesidad calculado mediante la aplicación de correlaciones.

	VALOR CENTRAL						+ / - (%)					
	Punta de Mañana			Punta de Tarde			Punta de Mañana			Punta de Tarde		
	LAB	SÁB	DOM	LAB	SÁB	DOM	LAB	SÁB	DOM	LAB	SÁB	DOM
ENE	2500			3400		3000	50			50		50
FEB	1700			3500	3200	3500	50			50	50	50
MAR	2500	1600		3600	4300	4000	50	50		50	50	50
ABR	2500			2800	2500	3700	50			50	50	50
MAY	1800			1500		3000	50			50		50
JUN												
JUL												
AGO	1000			1000		1100	50			50		50
SEP	1700			2400		1900	50			50		50
OCT	2000			4500	3500	2500	50			50	50	50
NOV	2800	1600		5300	3600	2800	50	50		50	50	50
DIC	3000			5000	3700	4000	50			50	50	50

Figura 3.22: Valores límite de las necesidades de reserva (Pestaña Resumen_result_horarios)

Los valores límite se calculan según la expresión (3.2).

$$\text{Límite} = \text{Valor Central} \pm (\%) \quad (3.2)$$

Es decir, los valores límite que podría adoptar las necesidades para las punta de la mañana de los días laborables del mes de enero, por ejemplo, son las siguiente.

- Valor máximo = $2500 + [2500 \cdot 0.5] = 3750$ Mw.
- Valor mínimo = $2500 - [2500 \cdot 0.5] = 1250$ Mw.

Además, también se han definido unos valores límite máximo y mínimo globales para que las necesidades de reserva estimadas no los sobrepasen en ningún caso. Estos valores se corresponden con los valores máximo y mínimo de necesidad históricos hasta la fecha 31/12/2013.

Valor Máximo de Necesidad:	9000
Valor Mínimo de Necesidad:	500

Figura 3.23: Valores límite globales de las necesidades de reserva (Pestaña Resumen_result_horarios)

Si después de aplicar las correlaciones para el cálculo de las necesidades el valor obtenido es superior o inferior a su límite, se sustituye dicho valor por su límite y éste se pone en negrita en la tabla de la figura 3.6a. De este modo, el usuario de la herramienta es consciente rápidamente de si el cálculo con correlaciones está dando como resultado necesidades dentro de los rangos esperados.

3.3.5 ESTRATEGIA DE ENDESA EN EL MERCADO DE RESERVA

3.3.5.1 Estrategia genérica para la construcción de la curva de oferta de Endesa

Se trata de la estrategia a seguir por todos los grupos de Endesa para la construcción de la escalara de oferta.

	1	2	3	4	5
Porcentaje (%)	20.0	40.0	60.0	80.0	100.0
Incremento del precio (€)	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0

Figura 3.24: Estrategia genérica de Endesa para la construcción de su curva de oferta *

3.3.5.2 Estrategia de oferta de los recursos de coste cero

Se denomina recurso de coste cero a los ciclos combinados que pueden funcionar como turbinas de gas a ciclo abierto (apartado 4.2.6). Este tipo de turbina no necesita programar el mínimo técnico en los mercados intradiarios para proveer reserva debido a que son capaces aumentar carga lo suficientemente rápido como para cumplir los requerimientos del OS a este respecto.

	1	2	3	4
MW	250.0	250.0	250.0	250.0
Precio (€)	1.0	2.0	3.0	4.0

Figura 3.25: Estrategia de Endesa para ofertar sus grupos de recurso de coste cero *

3.3.5.3 Estrategia de cuota a cubrir con recursos de coste cero

Por último, la figura 3.26 recoge para cada mes del año la cuota respecto a las necesidades de reserva que se está dispuesto a cubrir con recurso de coste cero.

Cuota a cubrir con recursos de coste CERO (%)												
15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	

Figura 3.26: Cuota a cubrir a cubrir por mes con los recursos de coste cero *

Capítulo 4

4 DESCRIPCIÓN DEL MODELO

En este capítulo se realiza una descripción pormenorizada del modelo desarrollado, explicando en detalle cada una de las pestañas que forman parte de la herramienta y justificando todos los cálculos y operaciones que se lleva a cabo en ellas. La figura 4.1 resume de forma simplificada la funcionalidad del modelo.

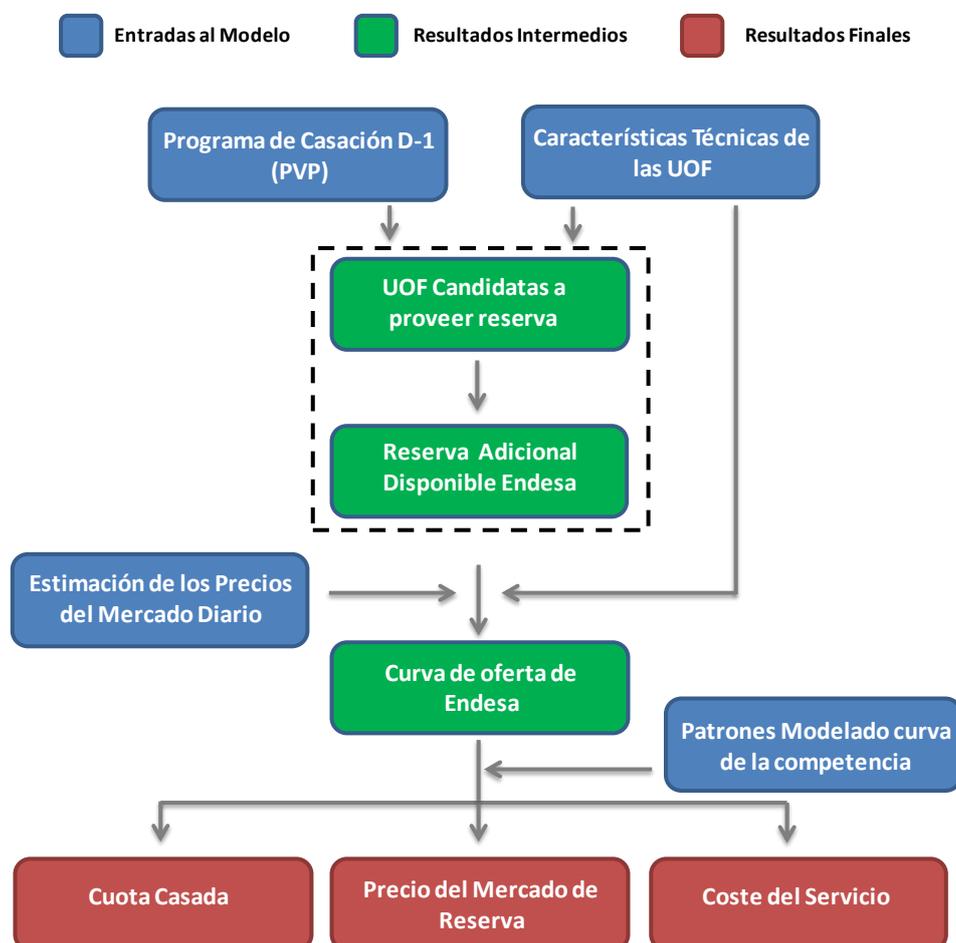


Figura 4.1: Esquema funcional del Modelo

Partiendo de la estimación del PVP y de las características técnicas de los grupos de Endesa habilitados para proveer reserva a subir, la herramienta identifica la cantidad de recursos disponibles. Este primer paso requiere previamente la obtención de los grupos “candidatos” a proveer reserva. Conocidos los grupos candidatos en cada hora, se procede a la obtención de la curva de oferta de Endesa a través del cálculo de los costes que le supone a las unidades de producción proveer la reserva. Después, se enfrenta esta curva con una curva que modela el comportamiento de la competencia en el mercado, para obtener, de esta forma, los resultados finales buscados: precio del mercado, participación de los grupos de Endesa y el coste del servicio, el cual se traduce en el sobre-coste que este mercado introduce en el precio final de la energía. A continuación, se explica detalladamente todas y cada una de estas funcionalidades.

4.1 CANDIDATOS AL SERVICIO DE RESERVA

Tal y como se ha explicado en el capítulo 2, los grupos que deseen participar en el mercado de reserva deben cumplir una serie de requisitos fijados por el OS. Las unidades de producción que quieran participar en el mercado de reserva deben cumplir, al menos, una de las siguientes premisas respecto a su PVP:

- Tener un programa nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tener únicamente un programa de venta de energía en uno o más de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga, asociada al proceso de desacoplamiento de la unidad, o que teniendo programa en el PVP, no aporten en ninguno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, reserva de potencia a subir al sistema por ser su programa inferior al mínimo técnico de la unidad.
- Tener un programa de venta de energía superior al mínimo técnico de la unidad en un determinado modo de funcionamiento, con capacidad de aportar reserva de potencia adicional a subir funcionando en otros modos de funcionamiento, en el caso de ciclos combinado multiteje.

Estas son las premisas utilizadas para rellenar la pestaña denominada “UOF_Candidatos”. En esta pestaña se muestran los candidatos a prestar el servicio para cada hora en la que se prevea que se va a convocar mercado. Cuando un grupo habilitado a prestar el servicio cumpla una de las premisas anteriores, será candidato a proveer reserva y se le incluirá en la pestaña, haciendo distinción entre si la hora en la que se convoca el mercado pertenece a la punta de mañana (PM) o la punta de tarde (PT), tal como recoge la figura 4.2.

Fecha	Hora	TipoDía	TipoHora	TER1	PGR5	BES5	BES3	LIT2	PGR4
04/01/2014	1	Sábado	L						
04/01/2014	2	Sábado	L						
04/01/2014	3	Sábado	V						
04/01/2014	4	Sábado	V						
04/01/2014	5	Sábado	V						
04/01/2014	6	Sábado	V						
04/01/2014	7	Sábado	V						
04/01/2014	8	Sábado	V						
04/01/2014	9	Sábado	V						
04/01/2014	10	Sábado	V		PM	PM	PM		
04/01/2014	11	Sábado	L		PM	PM	PM		
04/01/2014	12	Sábado	L		PM	PM	PM		
04/01/2014	13	Sábado	L						
04/01/2014	14	Sábado	L						
04/01/2014	15	Sábado	L						
04/01/2014	16	Sábado	L						
04/01/2014	17	Sábado	L						
04/01/2014	18	Sábado	L		PT	PT	PT		
04/01/2014	19	Sábado	P		PT	PT	PT		
04/01/2014	20	Sábado	P		PT	PT	PT		
04/01/2014	21	Sábado	P						
04/01/2014	22	Sábado	P						
04/01/2014	23	Sábado	L						
04/01/2014	24	Sábado	L						
05/01/2014	1	Domingo	L						
05/01/2014	2	Domingo	L						

Figura 4.2: Candidatos a proveer Reserva (Pestaña UOF_Candidatos)

Respecto al criterio de colores utilizado, se destaca que Endesa dispone de dos ciclos combinados 2x1 habilitados para proveer reserva adicional, puentes 5 (PGR5) y Besos 5 (BES5). Estos grupos tienen dos modos de funcionamiento, modo 1x1 en que rueda una turbina de gas (TG) y la turbina de vapor (TV), y modo 2x1 en el que rueda el grupo entero, las dos TG's y la TV. Si alguno de estos dos grupos no tiene energía programada en el PVP a lo largo de todo el día, o si la tiene ésta es menor a su mínimo técnico, y cumple con el resto de condicionantes para la prestación del servicio, será candidato a proveer reserva el grupo entero (modo 2x1). Por el contrario, si cumpliendo el resto de condicionantes, el grupo tiene energía programada en el PVP en alguna hora, pero ésta nunca es mayor a la plena carga funcionando en modo 1x1, en ese día la segunda TG es susceptible de ser ofertada de forma totalmente independiente a la primera. De esta forma, los grupos que en la pestaña "UOF_Candidatos" aparecen con un color rojo o verde claro significa que son ciclos combinados 2x1 en los que solamente la segunda TG es candidata a proveer reserva. En el resto de casos, los grupos candidatos a suministrar reserva aparecerán con un color rojo o verde oscuro.

4.2 RECURSOS PROPIOS

En esta pestaña se recoge, para cada hora en la que se prevé convocatoria del mercado de reserva, la potencia disponible que puede ofertar cada grupo candidato a dar reserva y su coste unitario asociado, entendiendo como tal el coste por megavatio en el que se incurre por proveer la reserva.

RESERVA ADICIONAL DISPONIBLE CON SU COSTE ASOCIADO								
Fecha	Hora	TipoDía	TipoHora	NECESIDADES RESERVA (MW)	COM5		PGR5	
					MW	Coste	MW	Coste
05/01/2014	13	Domingo		0				
05/01/2014	14	Domingo		0				
05/01/2014	15	Domingo		0				
05/01/2014	16	Domingo		0				
05/01/2014	17	Domingo		0				
05/01/2014	18	Domingo		0				
05/01/2014	19	Domingo		0				
05/01/2014	20	Domingo	PT	3000	340.65	72.06	855.70	23.23
05/01/2014	21	Domingo	PT	3000	340.65	72.06	855.70	23.23
05/01/2014	22	Domingo	PT	3000	340.65	72.06	855.70	23.23
05/01/2014	23	Domingo		0				
05/01/2014	24	Domingo		0				
06/01/2014	1	Domingo		0				
06/01/2014	2	Domingo		0				
06/01/2014	3	Domingo		0				

Figura 4.3: Reserva disponible y coste asociado (Pestaña Recursos_Propios)

Debido a que el OS realiza el computo de la reserva disponible en el sistema después de la publicación del PVP, la máxima cantidad de potencia ofertable por un grupo siempre será la diferencia aritmética entre su potencia disponible para dar reserva y la potencia comprometida en el PVP, siempre que dicha potencia sea menor al mínimo técnico. De lo contrario, el grupo debe acoplar a red y la potencia de reserva que puede ofertar es nula.

$$Potencia\ ofertable = Potencia\ disponible - Potencia\ en\ el\ PVP \quad (4.1)$$

Para grupos con un sólo modo de funcionamiento, siempre que son candidatos a proveer reserva tienen disponible la plena carga del grupo entero para ofertar. Sin embargo, los ciclos combinados con dos modos de funcionamiento, la cantidad de potencia disponible para ofertar depende de la potencia que el grupo tiene asignada en el PVP en la hora considerada. En resumen, un grupo, convencional (1x1 o 2x1), tiene la plena carga entera disponible para ofertar siempre que tenga un programa de energía nulo o por debajo de su mínimo técnico en el PVP en todas las horas del día. Por el contrario, los grupos 2x1 tienen la plena carga de la segunda TG para ofertar siempre que tengan programa de energía no nulo y por encima del mínimo técnico en alguna de las horas del día, pero siendo ésta menor plena carga de la primera turbina (suma de las potencias nominales de la primera TG y de la TV). Bajo este supuesto, el OS no espera que la segunda TG vaya a estar acoplada a red y por tanto es susceptible de ser ofertada al mercado. Como el coste de proveer reserva no depende del nivel de carga del grupo y los ingresos derivados de proporcionar reserva son mayor cuanto mayor sea la potencia asignada, los agentes siempre ofertan al mercado toda la potencia disponible de los grupos. De este modo maximizan los beneficios

Respecto al coste unitario, la razón por el cual es sumamente importante calcularlo correctamente es que toda oferta presentada en un mercado debe garantizar, en caso de resultar asignada, recuperar los costes de operación incurridos y, a su vez, ser lo más competitiva posible para maximizar las oportunidades de salir casada. De esta modo, el coste unitario representa la oferta mínima para que, al menos, se recuperen costes. La forma genérica de calcular el coste unitario de los grupos viene recogida en la ecuación 4.2.

$$\text{Coste unitario} = \frac{\text{Coste de proveer el servicio}}{\text{Potencia ofertada}} \quad (4.2)$$

El coste calculado según (4.2) representa los euros que es necesario imputar a cada uno de los megavatios ofertados por el grupo para recuperar, como mínimo, los costes en los que se incurre por proveer la reserva. Normalmente, a todos los grupos se les asigna lo que ofertan, salvo, en ocasiones, al grupo que margina (último grupo que resultar casado y que marca precio). Estas ocasiones son aquellas en las que la potencia que resta hasta cubrir las necesidades una vez casado el penúltimo grupo es menor a la potencia ofertada al mercado por el último grupo. Por tanto, si el grupo que margina se oferta a costes (oferta mínima) y no se le asigna la potencia ofertada, no recuperará sus costes de operación. El coste de proveer el servicio depende de múltiples factores, los cuales se explican a continuación.

El hecho de que una unidad de producción sea candidata a proveer reserva implica que el precio del mercado diario no es suficiente para retribuir sus costes de operación, ya que de lo contrario entraría en la casación del mercado diario y tendría un programa de energía no nulo superior a su mínimo técnico. Por tanto, bajo estas circunstancias, el grupo no resulta casado y no se espera que vaya a estar acoplado, y

por tanto, está disponible para suministrar reserva a subir al sistema. Cuando éstos entren a mínimo técnico en los sucesivos mercados intradiarios con el fin de proveer al sistema la reserva que se les ha asignado, lo harán, normalmente, a pérdidas, suponiendo un coste estar acoplado en aquellas horas en las que la retribución del mercado no es suficiente para cubrir costes. La figura 4.4 muestra el perfil diario de reserva, mostrando la nomenclatura utilizada en el documento para referirse a los distintos conceptos utilizados a lo largo del mismo.

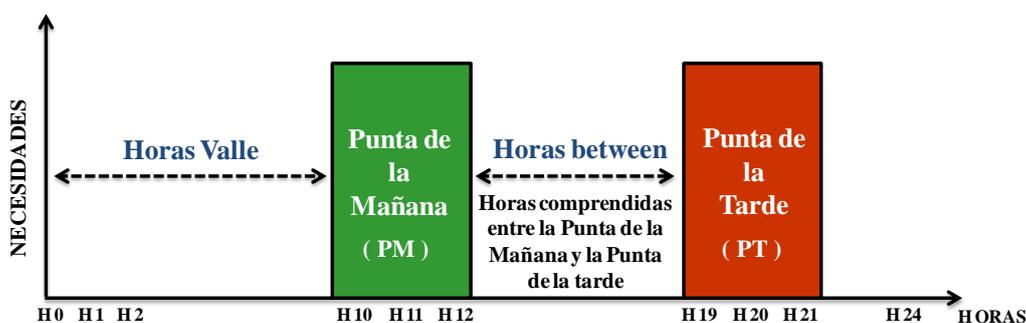


Figura 4.4: Perfil diario de reserva

Debido a que el mercado de reserva es un mercado horario, el coste unitario que se calcula para cada grupo también es un coste horario. No obstante, hay costes que no están focalizados estrictamente en horas de provisión de reserva, como son los costes de estar a pérdidas en horas valle o los costes de estar a pérdidas en horas “between” (coste de estar acoplado a mínimo técnico en los mercados intradiarios, normalmente con un precio de mercado inferior a los costes de operación, aunque también puede darse la situación contraria y suponer un beneficio para el grupo acoplar en los mercados intradiarios), o los costes de arranque. Por este motivo, en principio la herramienta realiza un cálculo de los costes con un horizonte temporal diario, y después, dicho coste se reparte/imputa por igual entre las horas en las que hay reserva para así obtener el coste horario correspondiente. Es decir, la herramienta suma todos los costes en los que se incurre por proveer reserva a lo largo de todo día y después divide este valor entre el número de horas en las que se convoque mercado. Volviendo a dividir este valor entre la potencia ofertada se obtiene, finalmente, el coste unitario y horario para cada hora en la que se prevea que se va a convocar mercado. La expresión 4.3 muestra la forma en la que la herramienta calcula el coste unitario.

$$\text{Coste unitario} = \frac{\text{Coste diario por proveer el servicio}}{\text{Nº Horas en las que existe mercado} \times \text{Potencia ofertada}} \quad (4.3)$$

En la tabla 4.1 se recogen los distintos costes e ingresos principales derivados de participar en el mercado de reserva utilizados por la herramienta para el cálculo del coste diario de proveer el servicio. Debido a que Endesa no dispone de previsiones a futuro de los precios de los diferentes mercados intradiarios, la herramienta los aproxima al precio del mercado diario, variable de la que sí se dispone de previsiones a largo plazo.

Costes	Definición
Coste_PM_PT	Coste asociado al combustible en horas de provisión de reserva.
Coste_between	Coste asociado al combustible en horas comprendidas entre la punta de la mañana y la punta de la tarde
Coste_v	Coste asociado al combustible en horas Valle.
C _{af} , C _{ac}	Coste de arranque en frío.
C _{ac}	Coste de arranque en caliente.
C _{arr}	Coste de arranque genérico (frío o caliente en función del número de horas transcurridas desde la parada).
Ingresos_PM_PT	Ingresos en los mercados intradiarios por estar acoplado a Mínimo Técnico en horas de provisión de reserva.
Ingresos_between	Ingresos en los mercados intradiarios por estar acoplado a Mínimo Técnico en horas comprendidas entre la punta de la mañana y la punta de la tarde.
Ingresos_v	Ingresos en los mercados intradiarios por estar acoplado a Mínimo Técnico en horas Valle.

Tabla 4.1: Ingresos y Costes principales derivados de participar en el mercado de reserva

Los costes en los que incurren las UOF por proveer reserva son muy diferentes según el régimen de operación en los distintos mercados. Por ejemplo, no es lo mismo que un grupo haya estado parado el día anterior o, por el contrario, haya estado acoplado. De igual modo, el cálculo de los costes difiere cuando sólo existe punta de la mañana o punta de la tarde, en lugar de ambas. En función de estas consideraciones, y de otras que se explican a continuación, la forma de calcular el coste diario de los grupos varía ostensiblemente. La primera distinción que hace la herramienta es diferenciar entre los grupos que ofertan al mercado toda su potencia nominal y los ciclos combinados 2x1 que únicamente ofertan la potencia de su segunda TG (figura 4.2). En este último caso, no se precisa hacer ningún cálculo, el coste diario del grupo es nulo, y por tanto el unitario también lo es.

Se define la acción de *rellenar* (funcionamiento a pérdidas cuando el precio de los mercados intradiarios son menores a el coste variable) como mantener un grupo acoplado a mínimo técnico en horas donde no existen necesidades de reserva para evitar parar y arrancar posteriormente. Con el relleno se busca evitar imputar el coste del arranque en la oferta, de cuantía elevada, a cambio de imputar el coste de estar a pérdidas durante las horas que corresponda, y de este modo conseguir una oferta más competitiva.

4.2.1 ESCENARIO DE PUNTA DE MAÑANA Y PUNTA DE TARDE

En este caso, el coste diario por proveer el servicio depende de si el grupo viene parado o acoplado del día anterior, y de si se opta por rellenar en las horas comprendidas entre las dos puntas (horas between) o si por el contrario se prefiere parar después de proveer la punta de la mañana y volver a arrancar algunas horas después antes de comenzar la punta de la tarde. En la figura 4.5 se han representado los cuatro casos posibles que se pueden dar respecto al régimen de operación de un grupo cuando el perfil horario de horas tipo de reserva es tal que existe tanto punta de mañana como de tarde.

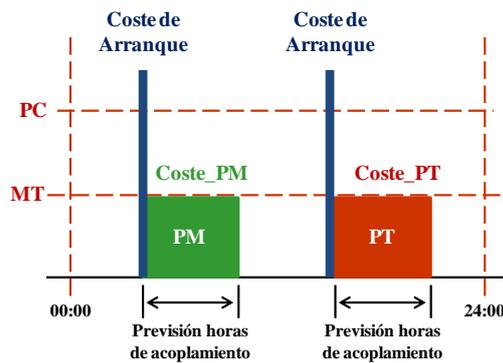


Figura 4.5a: Con doble arranque

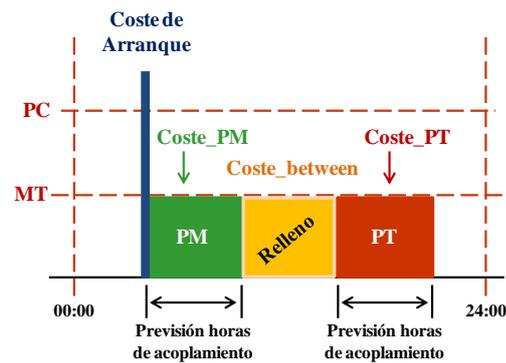


Figura 4.5b: Con arranque después del Valle y relleno entre puntas

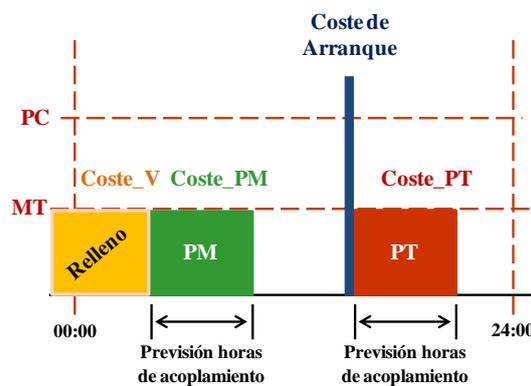


Figura 4.5c: Con relleno durante el Valle y arranque antes de la punta de la tarde

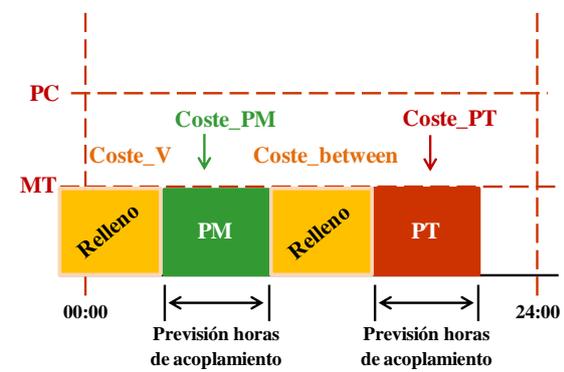


Figura 4.5d: Con relleno tanto en el Valle como entre puntas

Figura 4.5: Programación diaria típica en el mercado de reserva con punta de mañana y tarde

En el régimen de funcionamiento de la figura 4.5a se arranca el grupo dos veces en el mismo día y no se produce ningún relleno. En el de las figuras 4.5b y 4.5c se imputa un arranque y un relleno. Finalmente, en el de la figura 4.5d se opta por dos rellenos y ningún arranque. El coste de estar a pérdidas en las puntas de la mañana y de la tarde debe ser imputado en los cuatro casos. La tabla 4.2 muestra las expresiones utilizadas para el cálculo del coste diario de proveer el servicio para cada uno de los cuatro casos que aparecen en la figura 4.5.

Supuesto	Coste diario por proveer el servicio: Coste_diario (€)
Figura 4.5a	$2 \times Coste_{arr} + (Coste_{PM_PT} - Ingresos_{PM_PT})$
Figura 4.5b	$Coste_{arr} + (Coste_{PM_PT} - Ingresos_{PM_PT}) + (Coste_{Between} - Ingresos_{Between})$
Figura 4.5c	$Coste_{arr} + (Coste_{PM_PT} - Ingresos_{PM_PT}) + (Coste_V - Ingresos_V)$
Figura 4.5d	$(Coste_V - Ingresos_V) + (Coste_{PM_PT} - Ingresos_{PM_PT}) + (Coste_{Between} - Ingresos_{Between})$

Tabla 4.2: Expresiones para el cálculo del coste diario de proveer el servicio cuando existen Punta de mañana y de tarde

En la tabla 4.3 se recogen las expresiones para el cálculo de los términos que aparecen en las cuatro expresiones de la tabla anterior.

Coste _{arr}	C _{af}	Si número de horas desde parada > 6	Es un dato de entrada al modelo, se puede cambiar en la pestaña “datos”
	C _{ac}	Si número de horas desde parada ≤ 5	
Coste _{PM_PT}	$N_{PM_PT} \times C_{va} \times MT$	$N_{PM_PT} = N_{PM} + N_{PT}$ = Número de horas en las que se prevé que va haber reserva en el día considerado C_{va} = Coste variable del grupo MT = Mínimo Técnico	
Ingresos _{PM_PT}	$\sum_{j=1}^{N_{PM_PT}} (Precio_{MI_j} \times MT)$	Precio _{MI} = Precio del mercado intradiario en la hora j	
Coste _{Between}	$N_{Between} \times C_{va} \times MT$	$N_{Between}$ = Número de horas con PVP < MT en periodo entre puntas	
Ingresos _{Between}	$\sum_{j=1}^{N_{Between}} (Precio_{MI_j} \times MT)$		
Coste _v	$N_v \times C_{va} \times MT$	N_v = Número de horas con PVP < MT en periodo Valle	
Ingresos _v	$\sum_{j=1}^{N_v} (Precio_{MI_j} \times MT)$		

Tabla 4.3: Desglose de términos que aparecen en las expresiones utilizadas para el cálculo del coste diario de proveer el servicio

4.2.2 ESCENARIO DE PUNTA DE MAÑANA

En un escenario donde el perfil de horas tipo de reserva sea tal que solamente exista punta de la mañana el coste diario por proveer el servicio sólo depende de si el grupo se encontraba conectado o desconectado el día anterior. La figura 4.6 muestra las dos situaciones posibles para este escenario.

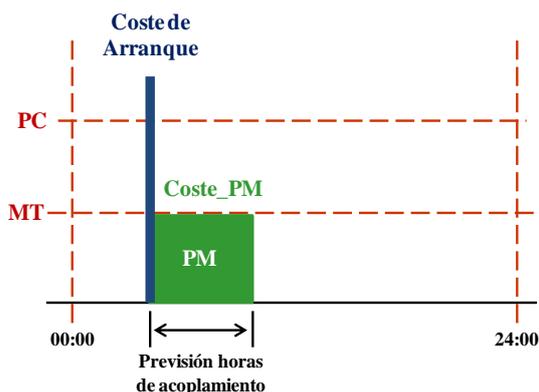


Figura 1.6a: Grupo parado el día anterior

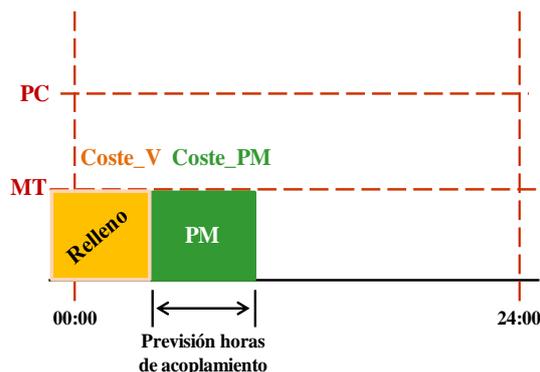


Figura 4.6b: Grupo acoplado el día anterior

Figura 4.6: Programación diaria típica en el mercado de reserva con punta de mañana

La tabla 4.4 muestra las expresiones utilizadas para el cálculo del coste diario de proveer el servicio para los dos casos que aparecen en la figura 4.6.

Supuesto	Coste diario por proveer el servicio: Coste_diario (€)
Figura 4.6a	$Coste_{arr} + (Coste_{PM} - Ingresos_{PM})$
Figura 4.6b	$(Coste_v - Ingresos_v) + (Coste_{PM} - Ingresos_{PM})$

Tabla 4.4: Expresiones para el cálculo del coste diario de proveer el servicio cuando sólo existe PM

Las expresiones para el cálculo de los términos que aparecen en las ecuaciones anteriores son las mostradas en la tabla 4.3, teniendo en cuenta que en este caso sólo existen horas con necesidades de reserva en la punta de la mañana.

4.2.3 ESCENARIO DE PUNTA DE TARDE

Este escenario es análogo al de punta de la mañana. La figura 4.7 muestra las dos situaciones posibles.

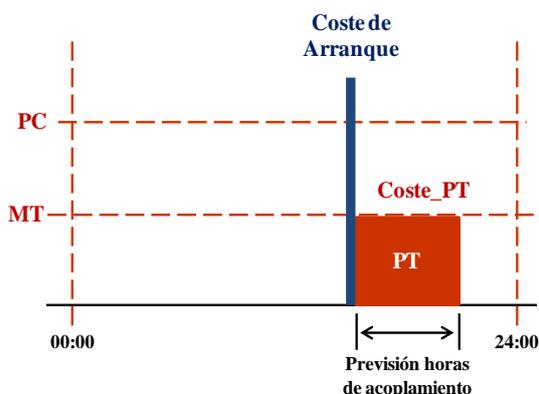


Figura 4.7a: Grupo parado el día anterior

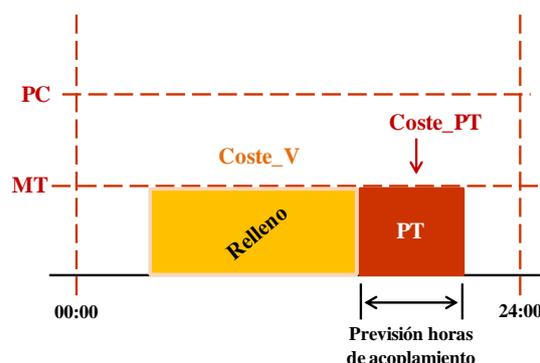


Figura 4.7b: Grupo acoplado el día anterior

Figura 4.7: Programación diaria típica en el mercado de reserva con punta de tarde

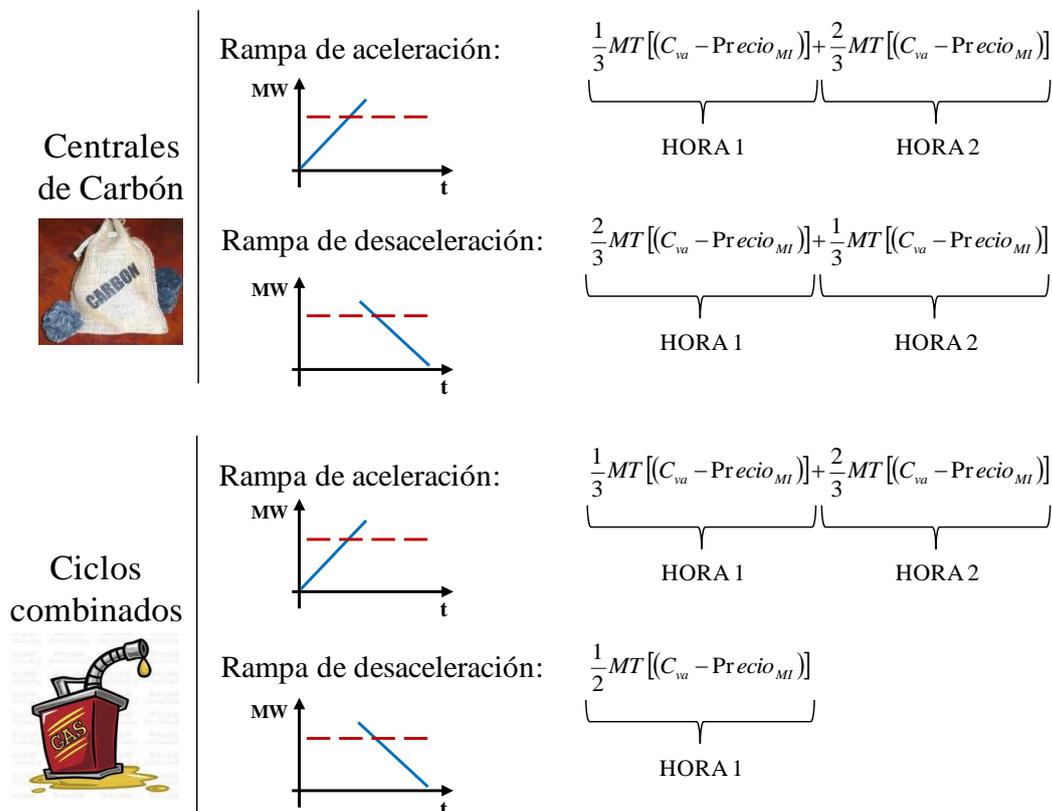
La tabla 4.5 muestra las expresiones utilizadas para el cálculo del coste diario de proveer el servicio para los dos casos de la figura 4.7.

Supuesto	Coste diario por proveer el servicio: Coste_diario (€)
Figura 4.7a	$Coste_{arr} + (Coste_{PT} - Ingresos_{PT})$
Figura 4.7b	$(Coste_v - Ingresos_v) + (Coste_{PT} - Ingresos_{PT})$

Tabla 4.5: Expresiones para el cálculo del coste diario de proveer el servicio cuando sólo existe PT

4.2.4 RAMPAS DE ACELERACIÓN Y DESACELERACIÓN

Hasta ahora, con el fin de mostrar de forma simplificada y clara cuales son los costes más relevantes en los que incurre un grupo por participar en el mercado de reserva, no se han considerado los costes asociados a las rampas de aceleración y desaceleración. Sin embargo, debido a las elevadas constantes de tiempo térmicas que presentan las grandes instalaciones de producción de energía eléctrica que participan en el mercado de reserva, se requiere de varias horas tanto para subir carga desde parada a mínimo técnico como para desacoplar de la red. Esto hace que sea necesario arrancar varias horas antes de empezar a proveer la reserva asignada, lo cual supone un coste adicional que es necesario internalizar en la oferta. A estos costes se les ha denominado costes asociados a las rampas de aceleración y desaceleración, y en el siguiente esquema se muestra cómo se calculan.



La herramienta aproxima la rampa de aceleración, tanto de los grupos de carbón como de los ciclos combinados, a una rampa de dos horas con escalones de carga de 1/3 y 2/3 respectivamente respecto al mínimo técnico. Sin embargo, la aproximación realizada en la rampa de desaceleración difiere según la tecnología. Para las centrales de carbón, se ha aproximado mediante una rampa de dos horas con escalones de carga de 2/3 y 1/3 sobre el mínimo técnico. Para los ciclos combinados, la desaceleración se aproxima a una rampa de una hora con un escalón de carga de 1/2 respecto al mínimo técnico. La figura 4.8a) muestra cómo se imputan los costes de estas rampas para un carbón. Se considera que el grupo estuvo desconectado el día anterior y que no se encuentra entre los candidatos a proveer reserva para el día siguiente.

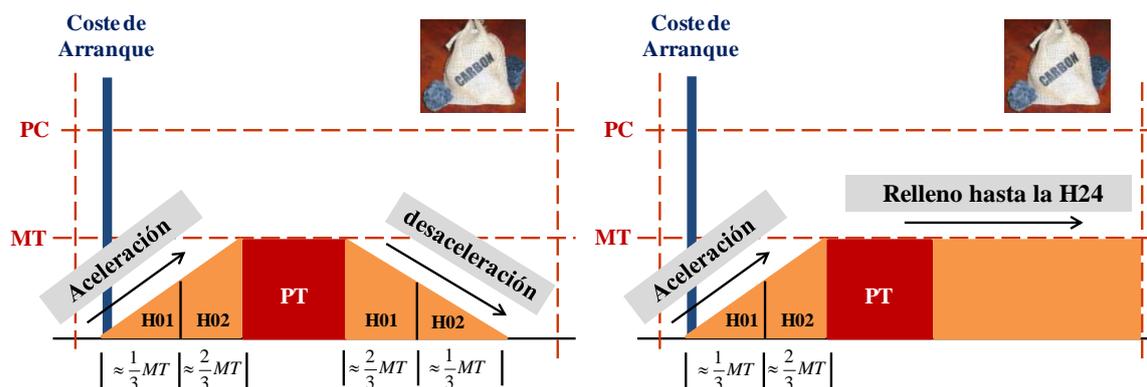


Figura 4.8a: Grupo NO es candidato al día siguiente

Figura 4.8b: Grupo SI es candidato al día siguiente

Figura 4.8: Rampas de aceleración y desaceleración en un grupo de carbón

Debido a que parar y arrancar las centrales de carbón es caro y técnicamente complicado, cuando el grupo sea candidato a proveer reserva para el día siguiente, se opta por rellenar hasta la hora 24 en lugar de parar (figura 4.8b). De este modo, se consigue un menor coste unitario del grupo para el día siguiente y se aumentan las posibilidades de resultar casado. Sin embargo, en ciclos combinados no se diferencia entre si el grupo es o no candidato al día siguiente, siempre se para.

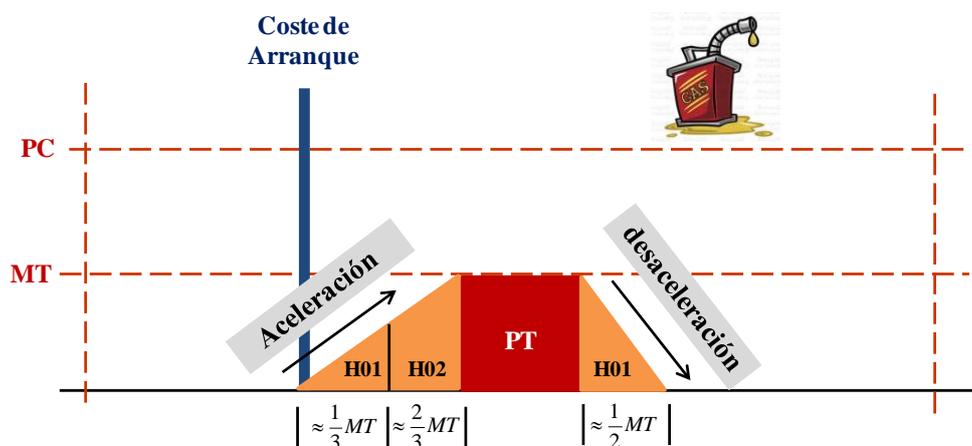


Figura 4.9: Rampas de aceleración y desaceleración en un ciclo combinado

4.2.5 ARRANQUES PARADAS Y RELLENOS

La decisión de rellenar, o parar y arrancar antes de dar la punta de la mañana (Horas Valle en figura 4.4), viene prefijada por estrategia como un dato de entrada al modelo. En principio, se ha optado por implementar la siguiente estrategia, no obstante está sujeta a ser modificada.

- Si el grupo viene desconectado, es decir, sin acoplar del día anterior, se para y arranca en todos los casos.
- Si el grupo viene conectado del día anterior, por estrategia, los grupos de carbón siempre rellenan y los ciclos combinados siempre paran y arrancan.

	MT (MW)	PC (MW)	...	Relleno D-1	
COM5	161	340.7		1	Carbón
COM4	161	341.2		1	Carbón
CCO3	153	323.3		1	Carbón
TER3	170	335.0		1	Carbón
TER2	170	335.0		1	Carbón
TER1	170	335.0		1	Carbón
PGR5	150	855.7		0	Ciclo Combinado
SROQ2	157	401.8		0	Ciclo Combinado
COL4	200	390.9		0	Ciclo Combinado
BES5	150	827.6		0	Ciclo Combinado
BES3	157	412.0		0	Ciclo Combinado
LIT2	171	545.0		1	Carbón
LIT1	171	540.0		1	Carbón
PGR4	216	341.0		1	Carbón
PGR3	216	341.0		1	Carbón
PGR2	216	341.0		1	Carbón
PGR1	216	341.0		1	Carbón

Figura 4.10: Características técnicas de las UOF: Relleno si o Relleno no según estrategia

La columna “Relleno D-1” de la figura 4.10 puede adoptar dos valores.

- 1 - Si se quiere rellenar en el periodo valle. El relleno está condicionado a que el grupo haya estado acoplado el día anterior.
- 0 - Si no se quiere rellenar y se prefiere parar y arrancar de un día para otro, independientemente de que el grupo haya estado conectado o desconectado el día anterior.

Sin embargo, la decisión de rellenar o parar y arrancar entre la punta de la mañana y la punta de la tarde (horas between) no representa un dato de entrada, sino una salida intermedia. Es decir, la herramienta calcula el coste de proveer el servicio en los dos supuestos y elige el de menor coste. El resultado de esta comparación se muestra gráficamente en la pestaña “UOF_Candidatos” tal y como recoge la figura 4.11.

Fecha	Hora	TipoDía	TipoHora	TER1	PGR5	BES5	BES3	LIT2	PGR4
04/01/2014	1	Sábado	L						
04/01/2014	2	Sábado	L						
04/01/2014	3	Sábado	V						
04/01/2014	4	Sábado	V						
04/01/2014	5	Sábado	V						
04/01/2014	6	Sábado	V						
04/01/2014	7	Sábado	V						
04/01/2014	8	Sábado	V						
04/01/2014	9	Sábado	V						
04/01/2014	10	Sábado	V						
04/01/2014	11	Sábado	L		PM	PM	PM		
04/01/2014	12	Sábado	L		PM	PM	PM		
04/01/2014	13	Sábado	L						
04/01/2014	14	Sábado	L						
04/01/2014	15	Sábado	L		P/A		MT		
04/01/2014	16	Sábado	L						
04/01/2014	17	Sábado	L						
04/01/2014	18	Sábado	L						
04/01/2014	19	Sábado	P		PT	PT	PT		
04/01/2014	20	Sábado	P		PT	PT	PT		
04/01/2014	21	Sábado	P		PT	PT	PT		
04/01/2014	22	Sábado	P						
04/01/2014	23	Sábado	L						
04/01/2014	24	Sábado	L						
05/01/2014	1	Domingo	L						
05/01/2014	2	Domingo	L						

Figura 4.11: Candidatos a proveer Reserva con decisión sobre qué hacer en horas between (Pestaña UOF_Candidatos)

Según la figura anterior, en el caso de PGR5 resulta más barato parar después de proveer la reserva en la punta de mañana y volver a arrancar para dar la reserva de la tarde. Por el contrario, en el caso de BES3, interesa mantener el grupo acoplado a red a mínimo técnico después de suministrar la reserva de la mañana. Y en el caso de BES5, el hecho de tener un color más claro significa que sólo dispone para ofertar al mercado la potencia de la segunda TG, no siendo necesario que esta turbina esté presente en los mercados intradiarios para proveer la reserva. Por tanto, cuando los ciclos combinados 2x1 sólo oferten su segunda TG carece de sentido comparar costes para decidir qué hacer en horas entre puntas (horas between), ya que el coste diario en estos casos es nulo.

4.2.6 RECURSOS DE COSTE CERO

En este apartado se realiza una breve introducción a un nuevo régimen de funcionamiento en ciclos combinados. Este apartado persigue ser meramente descriptivo ya que la herramienta no trabaja con los recursos de coste cero hasta que se empieza a construir la curva de oferta (apartado 4.3). Con objeto de que el lector se familiarice con este régimen de funcionamiento, surgido durante el periodo de tiempo en el que se ha estado desarrollando esta Tesis Fin de Máster, se procede a describir en qué consiste. En apartados posteriores se explica en detalle cómo la herramienta trabaja con este tipo de recursos.

Hasta ahora, se ha hablado de dos modos de funcionamiento respecto a los ciclos combinados.

- Funcionamiento 2x1. Cuando el grupo tiene rodando las dos TG’s y la TV.
- Funcionamiento 1x1. Cuando el grupo tiene rodando una TG y TV.

Los recursos de coste cero (o TG's de coste cero) son ciclos combinados capaces de cumplir con los requisitos fijados por el OS respecto al tiempo de acoplamiento a red para prestar la reserva asignada sin necesidad de tener vendida una parte de su potencia en los mercados intradiarios. Es decir, se trata de ciclos que tienen habilitada la TG a ciclo abierto para participar en el mercado de reserva. El elemento que más penaliza el tiempo de arranque de un ciclo combinado es la TV, de este modo, si se puentea mediante una compuerta tipo bypass, como muestra la figura 4.12, el grupo es capaz de arrancar en un tiempo menor. Esto implica que no es necesario programar a mínimo técnico en los mercados intradiarios para poder ofertar en los mercados de regulación terciaria y gestión de desvíos, y por consiguiente, el coste de proveer la reserva asignada es nulo. Esta es la diferencia principal con los otros modos de funcionamiento ya explicados, el 2x1 y el 1x1, donde siempre es necesario que esté acoplado parte del grupo para poder resultar casado en el mercado de reserva.

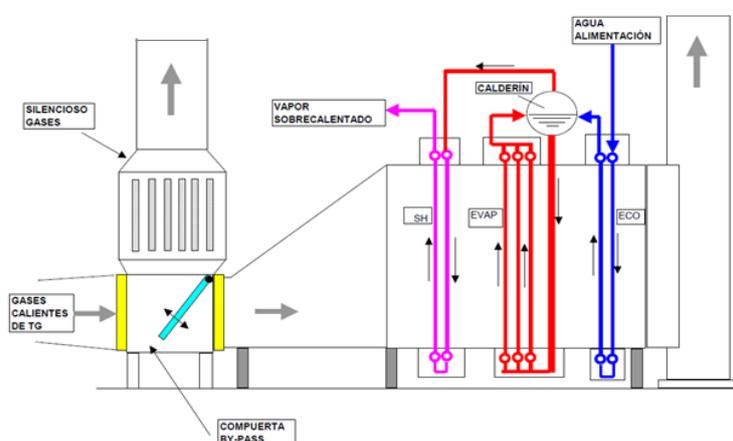


Figura 4.12: Esquema de un ciclo combinado con compuerta by pass para aislar el ciclo de vapor [6]

Este modo de funcionamiento se puede denominar 1x0, en el que rueda únicamente una TG a ciclo abierto. La tabla 4.6 resume los posibles modos de funcionamiento de los ciclos de combinados de Endesa habilitados para participar en el mercado de reserva.

	Modo de funcionamiento Ciclos Combinados		
	1x1 (Convencional)	2x1 (2ª Turbina)	1x0 (TG a Ciclo abierto)
PGR5	Si	Si	■
SROQ2	Si	No	■
BES3	Si	No	■
BES5	Si	Si	■
COL4	Si	No	■

Tabla 4.6: Distintos modos de funcionamiento de los ciclos combinados de Endesa*

4.3 CURVA DE OFERTA DE ENDESA

Un adecuado diseño de las ofertas exige disponer de una estimación de los resultados de mercado con objeto de identificar el papel que cada grupo jugará en la casación. Dicho papel determina la oferta que debe realizarse para garantizar recuperar los costes de operación en caso de resultar casada. Por tanto, una vez conocidos los recursos de reserva disponibles y su coste asociado, se procede a la construcción de la curva de oferta en función de dichos costes y de la estrategia de oferta. Se recuerda que el mercado de reserva es un mercado horario y marginal, en que se pueden dar condiciones complejas en las ofertas de los agentes, fundamentalmente condiciones de indivisibilidad. Cada punto de la curva representa un intervalo de reserva ofertada (MW) y precio al que se oferta esa reserva (€/MW), como se recoge de forma genérica en la figura 4.13.

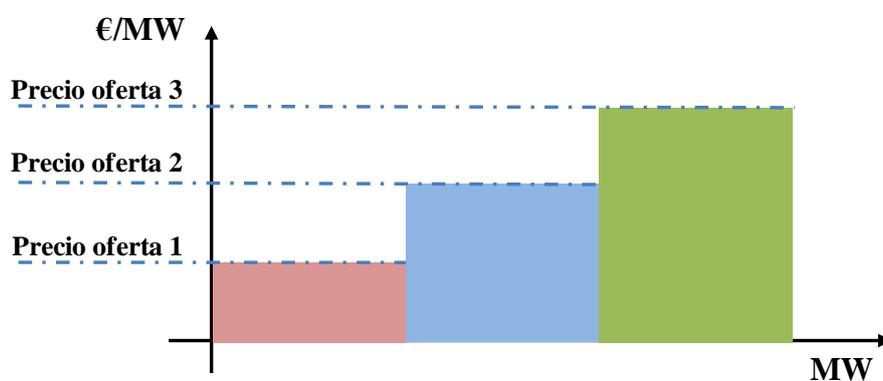


Figura 4.13: Curva genérica de oferta

El precio de oferta que se asigna a cada bloque es la suma aritmética de dos conceptos diferentes.

- El coste de proveer la reserva (visto en el apartado anterior, denominado coste unitario). Este coste se encuentra recogido en la pestaña “Recursos_Propios”.
- Un valor que depende del porcentaje de necesidades ofertado respecto a los requerimientos globales de reserva para la hora considerada. Este valor, denominado “incremento del precio”, es un dato de entrada al modelo y se elige en función de la estrategia que se quiera implementar. Estos valores se encuentran en la tabla correspondiente de la pestaña “Datos” (Figura 3.24).

	1	2	3	4	5
Porcentaje (%)	20.0	40.0	60.0	80.0	100.0
Incremento del precio (€)	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0

Figura 3.24: Estrategia genérica de Endesa para la construcción de su curva de oferta *

De esta forma, el precio de oferta de cada bloque se calcula mediante al siguiente expresión.

$$\text{Precio oferta} = \text{Coste} + \text{Incremento del Precio} \quad (4.4)$$

La estrategia de oferta asigna un incremento del precio (€/MW) a un determinado intervalo de reserva (MW) en función del porcentaje de reserva respecto de las necesidades globales que se quiere intentar cubrir a ese precio. Esta estrategia se define de manera gradual, de tal forma que cuanto mayor es el porcentaje mayor es el incremento de precio. La cuota que utiliza el modelo para la construcción de la curva de oferta se define según la expresión (4.5).

$$Cuota = \frac{Reserva\ ofertada}{Reserva\ requerida\ por\ el\ OS} \quad (4.5)$$

A continuación se va a ilustrar, bajo dos supuestos, cómo se construye la curva de oferta para un caso real.

1. Sin haber recursos de coste cero entre los candidatos a proveer reserva.
2. Con recursos de coste cero entre los candidatos a proveer reserva.

La existencia o no de recurso de coste cero entre los candidatos a proveer reserva viene determinada mediante estrategia, a través de una entrada al modelo, como puede verse en la figura 4.14.

	MT (MW)	PC (MW)	...	PC 1ªTG MW	Sólo 1ª TG	
COM5	161	340.7		-	0	Carbón
COM4	161	341.2		-	0	Carbón
CCO3	153	323.3		-	0	Carbón
TER3	170	335.0		-	0	Carbón
TER2	170	335.0		-	0	Carbón
TER1	170	335.0		-	0	Carbón
PGR5	150	855.7		250	1	Ciclo Combinado
SROQ2	150	401.8		250	0	Ciclo Combinado
COL4	170	390.9		250	1	Ciclo Combinado
BES5	150	827.6		250	0	Ciclo Combinado
BES3	150	412.0		250	1	Ciclo Combinado
LIT2	171	545.0		-	0	Carbón
LIT1	171	540.0		-	0	Carbón
PGR4	216	341.0		-	0	Carbón
PGR3	216	341.0		-	0	Carbón
PGR2	216	341.0		-	0	Carbón
PGR1	216	341.0		-	0	Carbón

Figura 4.14: Características técnicas de las UOF: Actuación de ciclos como turbinas de gas de recurso de coste cero*

Los grupos que tienen en color amarillo la casilla “Sólo 1ª TG” son los que pueden actuar como TG de coste cero. En la columna de la izquierda aparece la plena carga de estas turbinas (los valores “PC 1ª TG” en la figura 4.14 no se corresponden con la realidad).

- 1 - Si se quiere que el grupo pueda actuar como TG a ciclo abierto.
- 0 - Si se quiere que el grupo actúe como grupo convencional.

El hecho de marcar con un “1” la casilla correspondiente para que un ciclo actúe como TG de coste cero no implica que finalmente se oferte como tal. Se ofertará así únicamente cuando tenga el “1” marcado y, además, la cuota que se quiera cubrir con este tipo de recurso sea tal que así lo permita. Esta cuota se define mediante estrategia como dato de entrada al modelo. La Figura 3.26 recoge para cada mes del año la cuota respecto a los requerimientos de reserva que se está dispuesto a cubrir con recurso de coste cero.

Cuota a cubrir con recursos de coste CERO (%)											
4	10	15	20	50	100	100	100	100	100	100	100
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC

Figura 3.26: Cuota a cubrir a cubrir por mes con los recursos de coste cero*

Por ejemplo, suponiendo que los cinco ciclos combinados que podrían operar como turbinas de gas a ciclo abierto tienen marcada la casilla para actuar como tal, que las necesidades tienen un valor de 3000 MW, y que la potencia nominal de todas las turbinas de gas de recurso de coste cero es de 250 MW, se tiene:

- Si en el mes de enero se quiere cubrir un 4 % de las necesidades con recurso de coste cero (120 MW), el modelo no oferta ninguna turbina de esta forma. El resultado es que se dejan de ofertar los 120 MW que, en principio, se pretendían cubrir con recurso de coste cero.
- Si en el mes de febrero se quiere cubrir un 10 % de las necesidades con recurso de coste cero (300 MW), el modelo oferta sólo una de las cinco turbinas, que representan 250 MW. El resultado es que se ofertan 50 MW menos de los que se pretendían cubrir con recurso de coste cero.
- Si en el mes de marzo se quiere cubrir un 15 % de las necesidades con recurso de coste cero (450 MW), el modelo oferta dos de las cinco turbinas, que representan 500 MW en total. El resultado es que se ofertan 50 MW más de los que se pretendían cubrir con recurso de coste cero.
- Si en el mes de Abril se quiere cubrir un 20 % de las necesidades con recurso de coste cero (600 MW), el modelo oferta, de nuevo, dos de las cinco turbinas, que representan 500 MW en total. El resultado es que se ofertan 100 MW menos de los que se pretendían cubrir con recurso de coste cero.

Se concluye que para ofertar una TG de coste cero se debe cumplir que las necesidades a asignar a dicha turbina sean mayores que la mitad de su plena carga. Por ejemplo, en el segundo caso, con unas necesidades de 300 MW y una sola TG de coste cero ofertada, sobran 50 MW para que, en teoría, los ofertase otra turbina de este tipo. Sin embargo, como este valor es inferior a la mitad de la plena carga de la turbina (125 MW), se oferta sólo una y no dos. Es decir, se prefiere dejar de ofertar 50 MW que ofertar 200 MW más respecto la cantidad de reserva que se quiere cubrir con recurso de coste cero, ya que dos turbinas supondrían un total de 500 MW.

4.3.1 CURVA DE OFERTA SIN RECURSOS DE COSTE CERO

En este caso, el orden de mérito para ofertar los grupos depende únicamente de los costes de proveer la reserva. Las UOF se ofertan desde las más baratas a las más caras, según el coste unitario calculado en el apartado 4.2 y que viene recogido de forma horaria y por grupos en la pestaña del modelo “Recursos propios”. La tabla 4.7 recoge las potencias disponibles y el coste unitario asociado a cada grupo candidato a dar reserva para el ejemplo que se va a utilizar para ilustrar cómo se construye la curva de oferta.

Necesidades	Grupos candidatos al servicio de reserva				
	COM5	PGR5	COLA	BES3	BES5
3000 MW					
Potencia disponible (MW)	340.65	855.70	390.90	412	420.80
Coste unitario (€/MW)	27.03	22.02	57.74	52.03	0

Tabla 4.7: Ejemplo 1 para la construcción de la curva de oferta (sin TG de coste cero)

Que el coste unitario de proveer la reserva de BES5 sea cero significa que este grupo sólo dispone de la segunda TG para ofertar al mercado. Sin embargo, el otro ciclo 2x1, PGR5, dispone del grupo entero. La figura 4.15 recoge la estrategia de oferta implementada para este ejemplo.

	1	2	3	4	5
Porcentaje (%)	28.0	30.0	33.0	40.0	100.0
Incremento del precio (€)	0.0	2.0	5.0	50.0	140.0

Figura 4.15: Estrategia genérica de oferta para el ejemplo 1

Esta estrategia es tal que, hasta haber ofertado el 28% de las necesidades, es decir 840 MW respecto 3000 MW, se oferta a costes, con un incremento del precio nulo. Cuando se hayan ofertado estos 840 MW, los siguientes megavatios hasta llegar al 30% de las necesidades, es decir, hasta llegar a 900 MW, se oferta a costes más un incremento de 2 €/ MW. Después, desde los 900 MW hasta los 990 MW que suponen un 33% de los requerimientos, se oferta a un precio igual a los costes más un incremento de 5 €/Mw. Se procede de forma análoga para los otros dos escalones de la estrategia, los megavatios ofertados entre el 33% y el 40 % de las necesidades se incrementan en 50 €/ MW respecto al valor de los costes, y los megavatios ofertados entre el 40% y el 100 % de las necesidades se incrementan en 140 €/MW respecto al valor de los costes. La figura 4.16 muestra cómo se construye la curva de oferta de Endesa.

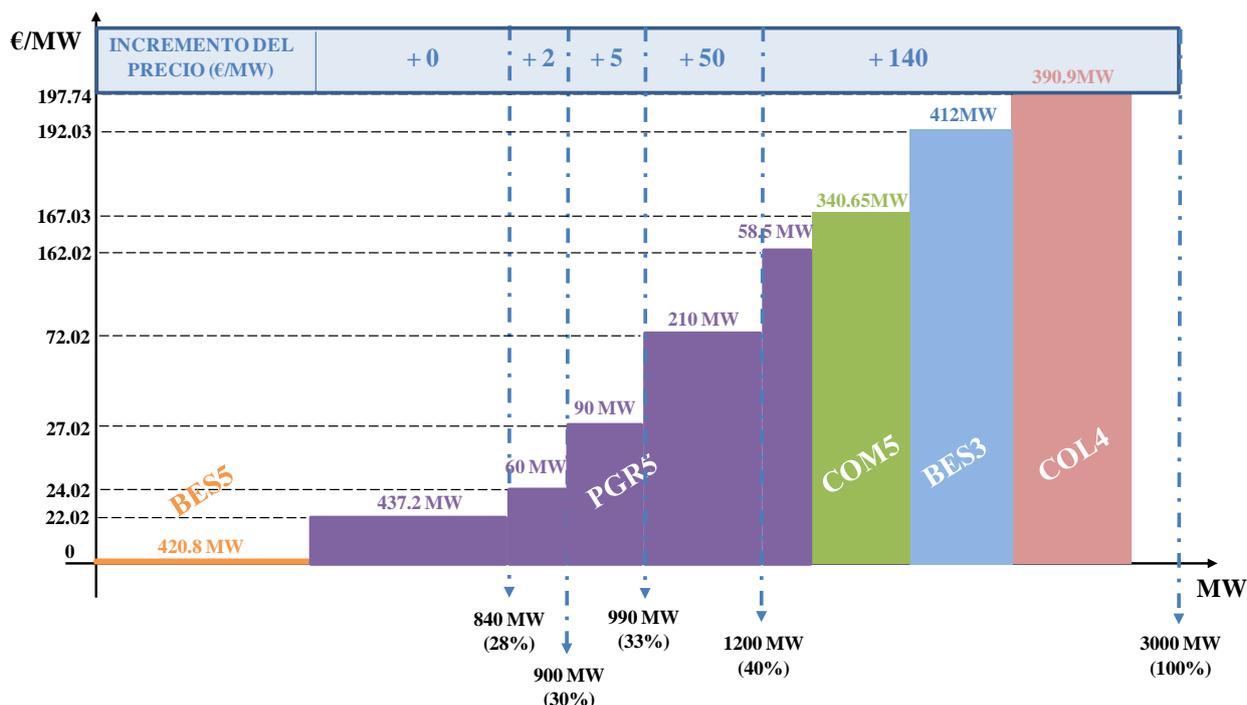


Figura 4.16: Curva de oferta de Endesa para el ejemplo 1 (sin TG de coste cero)

4.3.2 CURVA DE OFERTA CON RECURSOS DE COSTE CERO

Cuando existen recursos de coste cero entre los candidatos a proveer reserva, el orden de mérito de los grupos en la escalera de oferta depende, además de los costes de proveer la reserva, del número de TG's de coste cero que existen entre los candidatos y del precio al que se van a ofertar los megavatios de estas turbinas. Ambas variables son introducidas en la herramienta a través de una determinada estrategia como datos de entrada. El número de TG's de coste cero que va haber entre los candidatos a proveer reserva depende de la cuota que se quiera cubrir con este tipo de recurso (Figura 3.26), y el precio al que se van a ofertar los megavatios asociados a estas turbinas depende de la estrategia elegida (Figura 3.25).

La tabla 4.8 recoge las potencias disponibles y el coste unitario asociado a cada grupo candidato a proveer reserva para el ejemplo que se va utilizar para ilustrar cómo se construye la escalera de oferta en el caso de existir recurso de coste cero entre los candidatos. El ejemplo es el mismo al utilizado en el apartado anterior, con la diferencia que ahora COL4 se oferta al mercado como TG a ciclo abierto (o de coste cero).

Necesidades	Grupos candidatos al servicio de reserva				
	COM5	PGR5	COL4	BES3	BES5
3000 MW					
Potencia disponible (MW)	340.65	855.70	(390.90) 250	412	420.80
Coste unitario (€/MW)	27.03	22.02	57.74 0	52.03	0

Tabla 4.8: Ejemplo 2 para la construcción de la curva de oferta (con TG de coste cero)

La estrategia genérica de oferta de Endesa considerada en este caso es la misma que en el ejemplo 1 (figura 4.15). La estrategia con la cual se vende la TG's de coste cero se recoge en la figura 4.17.

	1	2	3	4
MW	250.0	250.0	250.0	250.0
Precio	0.0	15.0	30.0	45.0

Figura 4.17: Estrategia de oferta de las turbinas de gas de recurso de coste cero para el ejemplo 2

La figura 4.18 muestra cómo se construye la escalera de oferta de Endesa para el ejemplo número 2, en este caso con recurso de coste cero entre los candidatos a proveer reserva.

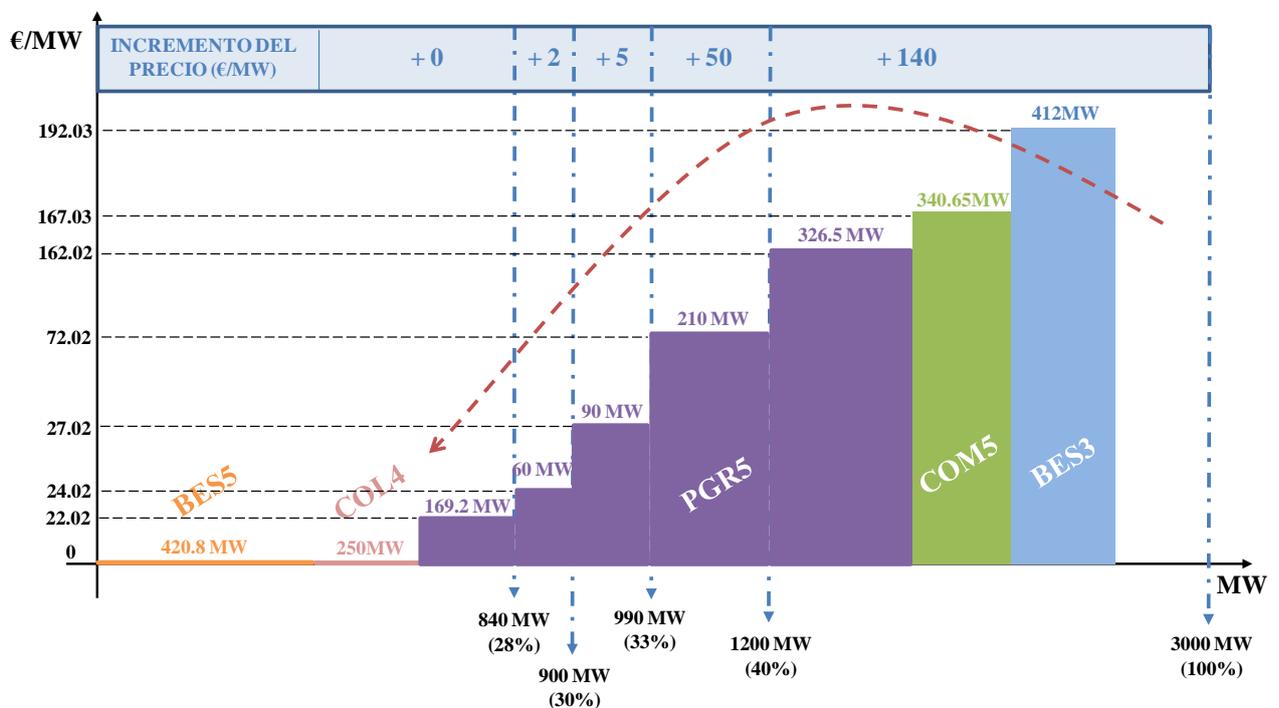


Figura 4.18: Curva de oferta de Endesa para el ejemplo 2 (con TG de coste cero)

Se observa cómo COL4 se desplaza de derecha a izquierda en la curva de oferta, pasando de estar en la última posición en el orden de mérito al segundo puesto. El resultado es que parte de la curva queda desplazada hacia la derecha, lo cual supone, por un lado, una mayor asignación de los grupos de Endesa, y por otro lado, una reducción en el precio marginal del mercado. El modelo da preferencia en el orden de mérito a los grupos convencionales sobre el recurso de coste cero. En el ejemplo de la figura 4.18, COL4 y BES5 tienen el mismo precio de oferta, igual a cero, y se asigna primero BES5 y después COL4. De esta manera, en caso de convocatoria de una gestión de desvíos o de un mercado de reserva terciaria, es más óptimo y conlleva menos problemas técnicos la segunda de turbina de BES5 que ya tiene acoplada la primera TG y TV, que arrancar la TG a ciclo abierto de COL4. Se resalta que en la figura 4.17 viene recogido el precio final al cual se ofertan los megavatios de las turbinas de coste cero, a diferencia de los valores de la figura 4.15 que representan un incremento determinado en el precio final de la oferta respecto a los costes.

Para terminar de entender la forma en la que el recurso de coste cero se ofertan al mercado, a continuación se muestra un tercer ejemplo en el que por estrategia se busca que COL4 y BES3 actúen como turbinas de gas a ciclo abierto. No obstante, en función del porcentaje de cuota que se quiera cubrir con recurso de coste cero puede suceder que finalmente se oferten como turbina de gas a ciclo abierto: sólo COL4, sólo BES3, o ambos. Para este ejemplo se ha elegido un valor de cuota a cubrir con recurso de coste cero de tal forma que finalmente se van a intentar vender las dos UOF como recurso de coste cero.

Necesidades	Grupos candidatos al servicio de reserva				
	COM5	PGR5	COL4	BES3	BES5
3000 MW					
Potencia disponible (MW)	340.65	855.70	(390.90) 250	(412) 250	420.80
Coste unitario (€/MW)	27.03	22.02	57.74 0	52.03 0	0

Tabla 4.9: Ejemplo 3 para la construcción de la curva de oferta (con TG de coste cero)

La estrategia genérica de oferta de Endesa implementada en este caso es la misma que en los ejemplos anteriores (Figura 3.24). La nueva estrategia con la cual se ofertan en el mercado las TG's de recurso de coste cero se recoge en la figura 4.19.

	1	2	3	4
MW	100.0	200.0	400.0	300.0
Precio	0.0	25.0	80.0	100.0

Figura 4.19: Estrategia de oferta de las turbinas de gas de recurso de coste cero para el ejemplo 3

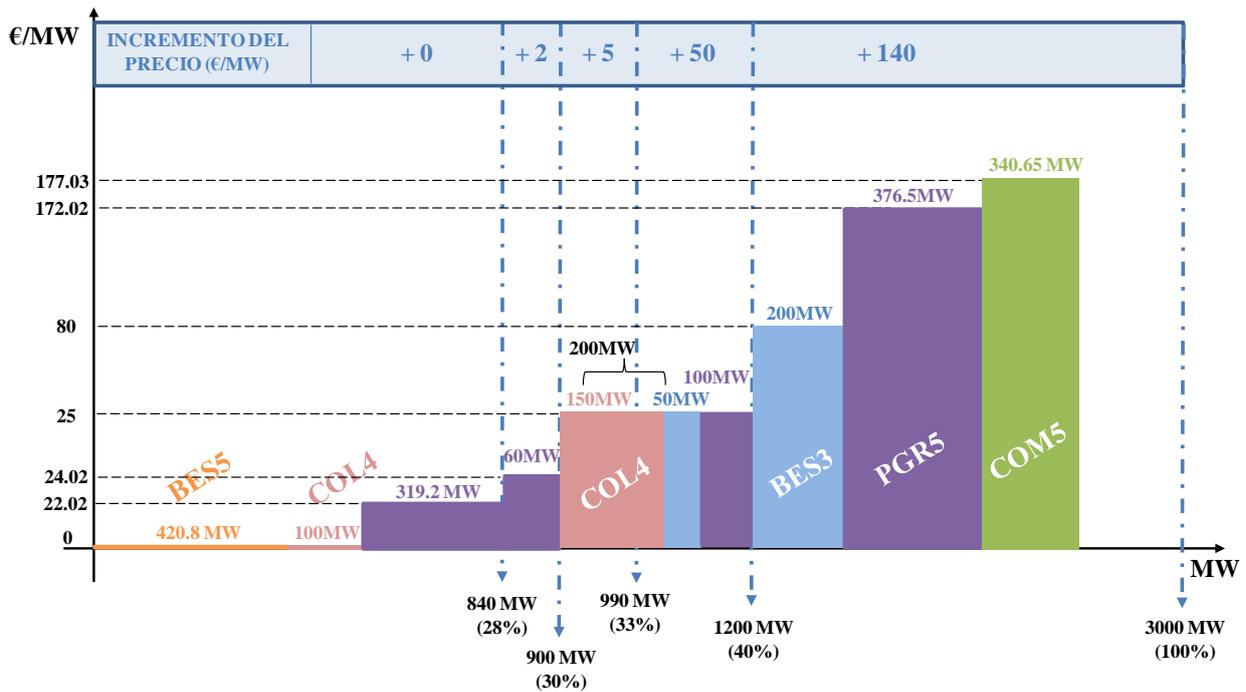


Figura 4.20: Curva de oferta de Endesa para el ejemplo 3 (con TG de coste cero)

El objetivo perseguido con ofertar al mercado TG`s de coste cero es aumentar la cuota de mercado. Sin embargo, como contrapartida, se reduce el precio final del mercado. Cuando el modelo rellena la pestaña “Recursos_Propios” lo hace sin considerar la posibilidad de que los ciclos se oferten como turbinas de gas a ciclo abierto. Se calculan los costes unitarios como si se tratasen de grupos convencionales, y este valor se utiliza para fijar el orden de merito del recurso de coste cero dentro de la curva de oferta, dando prioridad a las TG`s más caras respecto a las más baratas. Como las TG`s de coste cero no tienen coste asociado de participar en el mercado de reserva, resulta más interesante vender en primer lugar el recurso más caro, ya que las UOF caras tienen menos posibilidad que las baratas de casar reserva. Una vez construida la escalera de oferta de los grupos de Endesa, se modifica la pestaña “Recursos_Propios” para actualizarla, modificando las potencias y costes unitarios de aquellos ciclos combinados que finalmente se hayan ofertado como TG a ciclo abierto.

Fecha	Hora	COM5		PGR5	
		MW	Coste	MW	Coste
04/01/2014	1				
.					
.					
05/01/2014	10	340.65	68.81	855.70	22.02
.					
.					

Figura 4.21 a) Antes de construir curva de oferta

Fecha	Hora	COM5		PGR5	
		MW	Coste	MW	Coste
04/01/2014	1				
.					
.					
05/01/2014	10	340.65	68.81	250	0
.				855.70	22.02
.					
.					

Figura 4.21 b) Después de construir curva de oferta

Figura 4.21: Pestaña “Recursos_Propios”. PGR5 ofertado como turbina de gas a ciclo abierto

4.4 ALGORITMO DE CASACIÓN DEL MERCADO DE RESERVA

Una vez construida la curva de oferta, el siguiente paso es analizar qué porcentaje de la reserva disponible va casar Endesa en el mercado. Para ello, se enfrenta la curva de oferta de Endesa con los patrones de oferta de la competencia. Como se explicó en el apartado 3.2, los patrones representan la cantidad de reserva que la competencia está dispuesta a cubrir para un precio del mercado dado. Estas curvas se han obtenido mediante un estudio externo realizado con la herramienta SGO-Análisis, desarrollada por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas para Endesa, y relacionan el precio del mercado de reserva con la cuota casada. Existen diferentes patrones de la competencia, más o menos agresivos desde el punto de vista de la oferta. La herramienta enfrenta/cruza la curva de oferta de Endesa construida en el apartado anterior con uno de los patrones de la competencia recogidos en la figura 4.22. Este cruce se hace en todas las horas en la que se prevé que se va a convocar mercado. La activación del patrón, o elección del patrón mas adecuado para cada día, es un dato de entrada al modelo, y se puede dejar a la herramienta que lo calcule de forma automática aplicando las correlaciones pertinentes (apartado 3.2.2) o se pueden imponer de forma manual a través de la tabla correspondiente (figura 3.18b), tal como recoge la figura 4.22.

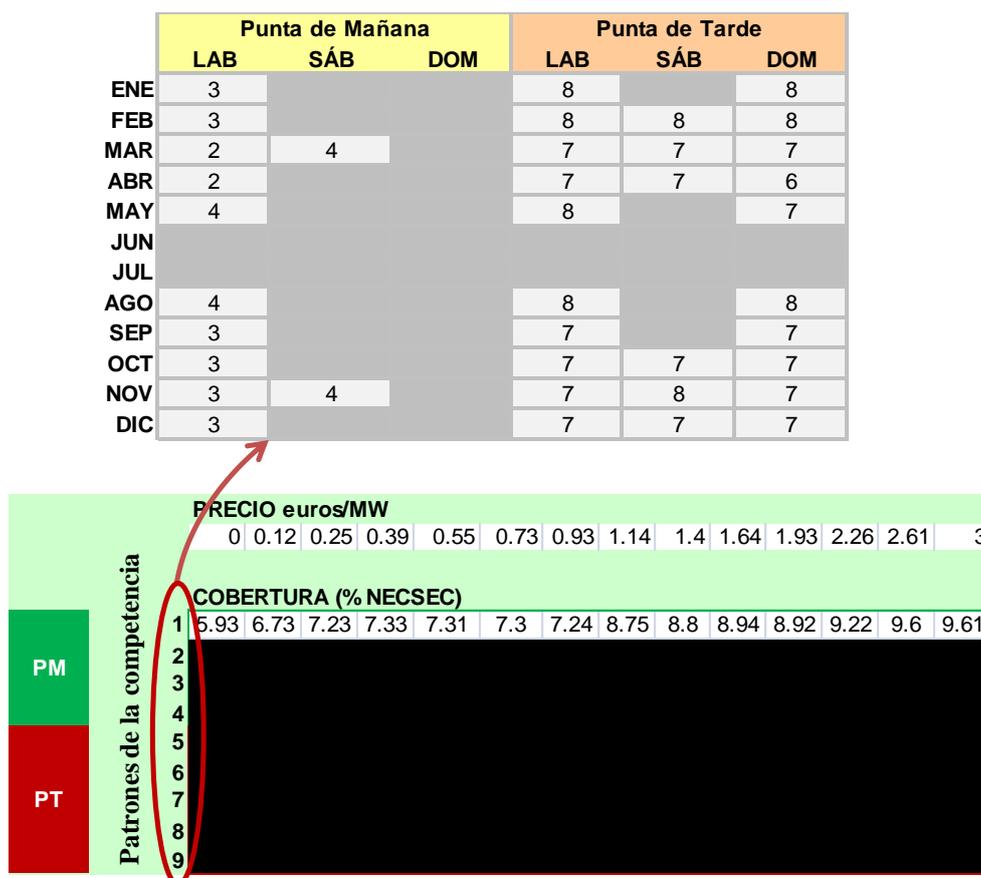


Figura 4.22: Patrones de la competencia según tipo de día, tipo de hora y mes*

El objetivo de enfrentar la curva de oferta con los patrones de la competencia es doble. Por un lado, determinar la cuota de reserva que va a casar Endesa, y por otro lado, obtener el precio final del mercado. Se entiende por cuota al cociente entre la potencia de reserva y la potencia requerida, es decir, reserva entre necesidades. Como se ha visto en el apartado 4.3, la curva de oferta se construye por bloques, donde cada bloque representa una cantidad de reserva determinada con su respectivo precio de oferta.

La herramienta realiza un proceso iterativo de cálculo, el cual se explica a continuación. Este proceso consiste en ir decidiendo para cada uno de los bloques que conforman la curva de oferta si resulta casado o no, en orden creciente de precios. Si el bloque resulta casado, se pasa al siguiente y se repite el proceso. Cuando se llega a un bloque tal que no puede resultar casado porque hace que la reserva casada total (la de Endesa más la casada por la competencia) sea mayor a los requerimientos fijados por el OS para la hora considerada, el resultado es el obtenido en la iteración anterior. Conocida la cuota casada por el Endesa, se calcula el precio final del mercado.

Resumen del proceso iterativo de cálculo:

0. Considerar un nuevo bloque de oferta, según el orden en el que se ha construido la curva de oferta, es decir, de menor a mayor precio.
1. Para el nivel de cuota de Endesa dado (se van añadiendo los bloques de uno en uno), se calcula una primera cuota denominada “cuota de la competencia inicial”, que representa el porcentaje de reserva que la competencia está dispuesta a cubrir al precio de oferta del bloque de reserva considerado en la iteración actual. Este primer cálculo sólo se utiliza para determinar si el bloque resulta casado o no.
2. Se verifica si el bloque considerado en la iteración actual resulta casado.
3. Si ha casado, actualizo el precio del mercado de reserva. Para ello, primero actualizo la cuota de Endesa casada hasta el momento (sumando el bloque actual a los bloques casados en iteraciones anteriores), y después, se calcula la cuota de la competencia para ese nivel de cuota de Endesa (que será la cuota que resta hasta cubrir el 100% de los requerimientos una vez descontada la cuota casada por Endesa). Con este dato, se calcula el precio del mercado para las circunstancias actuales, definidas por un determinado valor de Cuota casada de Endesa y Cuota casada de la competencia. Como es lógico, a medida que vayan entrando en la casación más bloques de Endesa, se incrementa la cuota casada de Endesa en detrimento de la cuota casada por la competencia, que decrece.
4. Si el bloque no resulta casado, el precio final de mercado y la cuota de Endesa casada son los calculados en la iteración anterior

La siguiente figura muestra esquemáticamente el proceso iterativo de cálculo explicado.

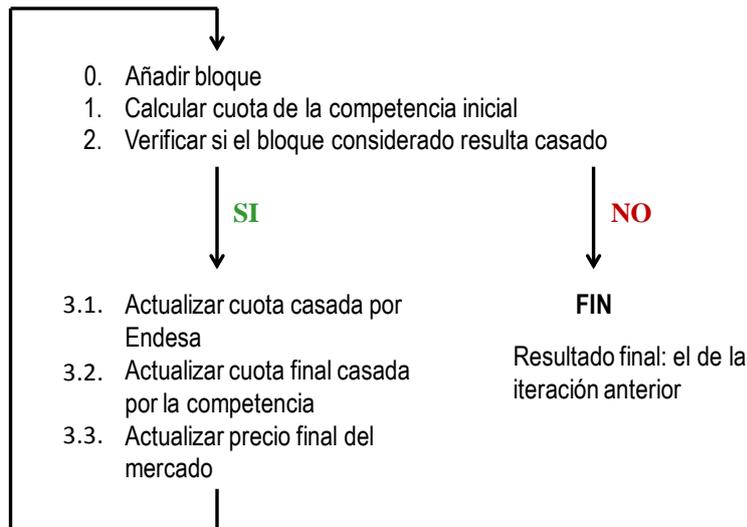


Figura 4.23: Diagrama de flujo del proceso iterativo del cálculo del precio final de mercado

A continuación, se explica en detalle cada uno de los pasos del diagrama anterior. Para ello, se va a explicar la forma de proceder de la herramienta para dilucidar si el segundo bloque de la escalera de oferta resulta casado o no, al que se le supone un precio de oferta de 5 €/MW .

4.4.1 PROCESO DE CASACION: PASO 1

Este paso consiste en determinar el porcentaje de reserva (o cuota), que la competencia está dispuesta a cubrir en caso de que el precio final del mercado fuese el supuesto.

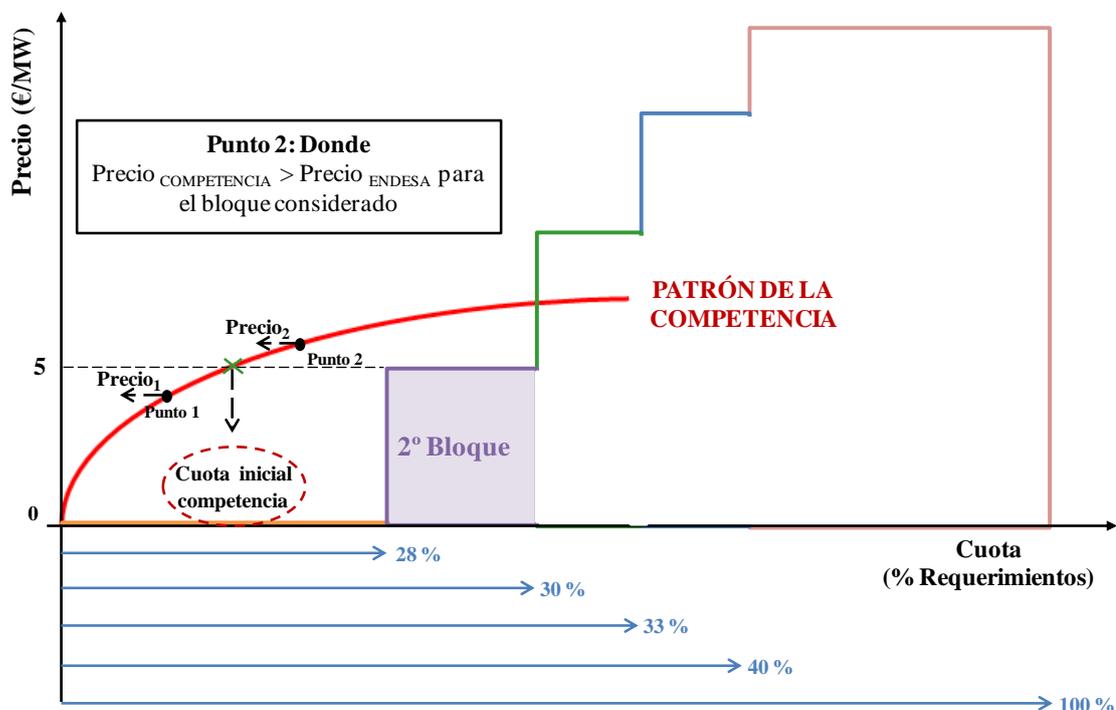


Figura 4.24: Cálculo de la cuota inicial de la competencia

Para ello, se busca el punto perteneciente a la curva del patrón de la competencia que cumple que su precio de oferta es mayor que el precio de oferta del bloque de Endesa. A este punto se le ha denominado “punto 2” en la figura 4.24. Con este punto y el punto inmediatamente anterior a éste en la curva del patrón de la competencia, denominado “punto1”, se realiza una aproximación lineal para obtener el valor buscado de cuota inicial de la competencia.

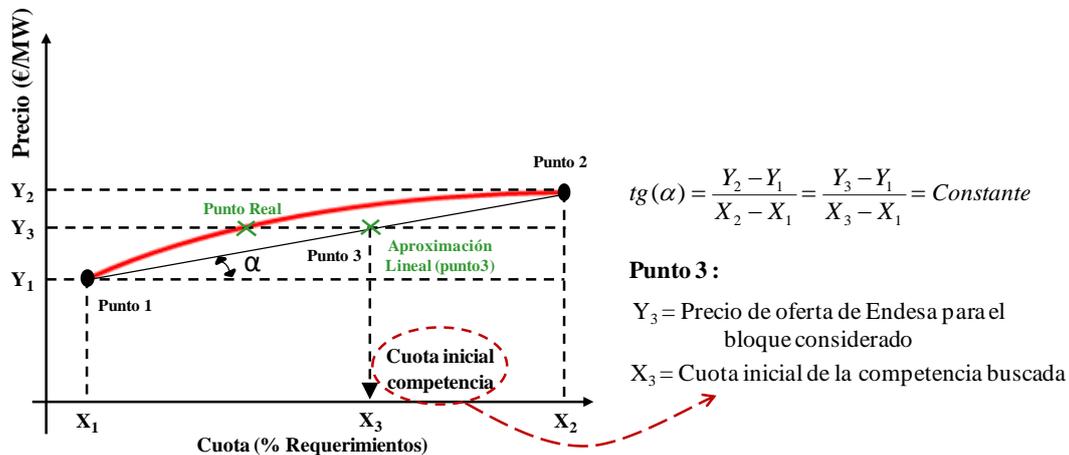


Figura 4.25: Cálculo detallado de la cuota inicial de la competencia

Como es lógico, cuanto mayor sea el número de puntos que constituyen las curvas de los patrones de la competencia tanto mejor será la aproximación, ya que la distancia comprendida entre X_1 y X_2 se reduce.

4.4.2 PROCESO DE CASACION: PASO 2

El bloque resulta casado si se cumple la expresión 4.6:

$$\% \text{ Endesa} + \% \text{ Competencia_inicial} < 100 \% \tag{4.6}$$

$$\% \text{ Endesa} = \text{Cuota de Endesa (expresión 4.7)}$$

$$\% \text{ Competencia_inicial} = \text{Cuota de la competencia inicial}$$

4.4.3 PROCESO DE CASACION: PASO 3.1

Se actualiza la cuota de Endesa casada hasta el momento según la expresión 4.7.

$$\% \text{ Endesa} = \frac{\sum \text{Bloques casados hasta el momento (Reserva de cada bloque)}}{\text{Necesidades de reserva en la hora considerada}} \tag{4.7}$$

4.4.4 PROCESO DE CASACION: PASO 3.2

Se actualiza la cuota de la competencia casada hasta el momento según la expresión 4.8.

$$\% \text{ Competencia_final} = 100 \% - \% \text{ Endesa} \tag{4.8}$$

4.4.5 PROCESO DE CASACION: PASO 3.3

En este paso se obtiene el precio final del mercado de reserva una vez conocida la cuota de mercado que ha casado Endesa. Este cálculo se realiza de manera indirecta, a través de la cuota casada por la competencia. La función matemática que relaciona el precio del mercado de reserva con la cuota casada está implícita en las curvas de los patrones de la competencia. Es decir, no se dispone de una relación/función directa entre el precio del mercado y cuota casada por Endesa, pero si entre el precio del mercado y la cuota casada por la competencia (patrones de la competencia, figura 4.22).

$$\text{Precio}_{\text{MERCADO DE RESERVA}} = F(\text{Cuota}_{\text{de la Competencia}}) \quad (4.9)$$

Esta es la razón por la cual es necesario el cálculo intermedio de la cuota casada por la competencia, la cual se utiliza para calcular el precio final del mercado de reserva a través de la correspondiente curva/patrón de la competencia.

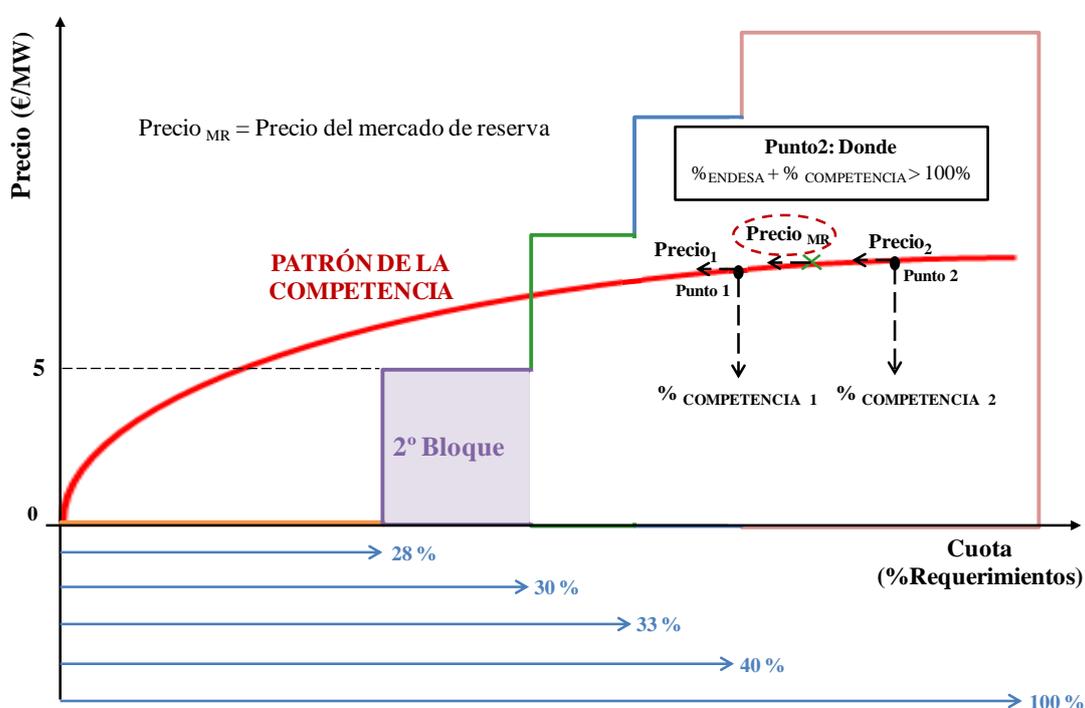


Figura 4.26: Cálculo del precio final del mercado de reserva

Para el cálculo del precio final del mercado de reserva se procede de forma análoga al paso 2. Conocido el punto de la curva del patrón de la competencia donde la cuota casada por Endesa más la cuota casada por la competencia supera el 100% de las necesidades, “punto2”, y el punto inmediatamente anterior a éste, “punto1”, se calcula el precio final del mercado de reserva mediante la correspondiente aproximación lineal (figura 4.25).

En el caso de que Endesa no case ningún bloque, la cuota casada por Endesa será nula y el precio final del mercado será una función exclusiva de la curva del patrón de la competencia correspondiente.

4.5 RECURSOS PROPIOS CASADOS. ASIGNACIÓN DE RESERVA

El siguiente paso, una vez que se ha calculado el precio final del mercado y la reserva casada por Endesa, es distribuir esta reserva de forma correcta entre las distintas unidades de producción.

La pestaña “Recusos_Casados” recoge, de forma **horaria**, la siguiente información.

De manera global:

- Necesidades. Valor de requerimientos de reserva en el sistema que el OS fija como necesaria para la hora considerada.
- Reserva disponible y casada por los grupos de Endesa, expresada en tanto por ciento respecto al valor de las necesidades y en megavatios.

Para cada grupo:

- Asignación. Reserva casada/asignada.
- Ingresos Reserva. Ingresos obtenidos por proveer la reserva asignada.
- Redespachos. Cantidad energía redespachada en los mercados intradiarios para estar en disposición de proveer la reserva asignada.
- Saldo del intradiario. Coste/Beneficio en el que incurre el grupo por participar en el mercado de reserva.
- Margen. Diferencia aritmética entre los conceptos: ingresos reserva y saldo del intradiario. Representa el saldo neto del grupo en el mercado.

ASIGNACIÓN DE RESERVA											PGR5				
Fecha	Hora	TipoDía	TipoHora	NECESIDADES RESERVA (MW)	RESERVA DISP MW	RESERVA ENDESA (%)	RESERVA ENDESA (MW)	RESERVA ENDESA (%)	Asignación (MW)	Ingresos Reserva(K€)	Redespachos (MWh)	Saldo Intra (K€)	Margen (K€)		
07/01/2014	1	Laborable		0											
07/01/2014	2	Laborable		0											
07/01/2014	3	Laborable		0											
07/01/2014	4	Laborable		0											
07/01/2014	5	Laborable		0											
07/01/2014	6	Laborable		0											
07/01/2014	7	Laborable		0											
07/01/2014	8	Laborable		0							50.00				
07/01/2014	9	Laborable		0							100.00				
07/01/2014	10	Laborable	PM	3200	2,476.04	77.38	855.7	26.7	855.70	21.84	150.00	-18.16	3.67		
07/01/2014	11	Laborable	PM	3200	2,476.04	77.38	855.7	26.7	855.70	21.84	150.00	-18.16	3.67		
07/01/2014	12	Laborable	PM	3200	2,476.04	77.38	855.7	26.7	855.70	21.84	150.00	-18.16	3.67		
07/01/2014	13	Laborable		0							150.00				
07/01/2014	14	Laborable		0							150.00				
07/01/2014	15	Laborable		0							150.00				
07/01/2014	16	Laborable		0							150.00				
07/01/2014	17	Laborable		0							150.00				
07/01/2014	18	Laborable		0							150.00				
07/01/2014	19	Laborable	PT	3900	2,476.04	63.49	1,287.0	33.0	855.70	27.31	150.00	-18.16	9.15		
07/01/2014	20	Laborable	PT	3900	2,476.04	63.49	1,287.0	33.0	855.70	27.31	150.00	-18.16	9.15		
07/01/2014	21	Laborable	PT	3900	2,476.04	63.49	1,287.0	33.0	855.70	27.31	150.00	-18.16	9.15		
07/01/2014	22	Laborable		0							75.00				
07/01/2014	23	Laborable		0											
07/01/2014	24	Laborable		0											

Figura 4.27: Reserva casada, ingresos, saldo intra y margen de cada UOF (Pestaña Recursos_Casados)

A continuación, se explica la forma en la que la herramienta calcula cada uno de los cinco conceptos recogidos para cada UOF.

- Asignación.
- Ingresos.
- Redespachos.
- Saldo del intradiario.
- Margen.

4.5.1 ASIGNACIÓN

Para una correcta asignación de la reserva casada, el modelo tiene implementado un algoritmo que identifica y diferencia los grupos que han casado toda la reserva que ofertaron, los que sólo casan una parte, y los que no consiguen casar nada. Como sucede a la hora de construir la curva de oferta, la primera distinción que hace la herramienta es diferenciar cuando existe recurso de coste cero entre los candidatos a proveer a reserva y cuando no. En ambos casos, la herramienta asigna los megavatios casados según el orden de mérito correspondiente, plasmado en la curva de oferta en función del coste unitario de cada grupo. Se recuerda que las UOF candidatas a dar reserva, junto con su coste asociado, se encuentran en la pestaña “Recursos_Propios”. La reserva se reparte desde los grupos más baratos a los más caros, consiguiendo, por una lado, un funcionamiento más eficiente del mercado, y por otro lado, maximizar los beneficios derivados de participar en el mercado. A cada grupo se le asigna la reserva que oferta, salvo quizás, al grupo que margina. El grupo que margina es aquel que habiendo entrado en el programa de casación tiene el coste unitario más alto, por tanto, es la última unidad de producción en entrar en la casación y es la que marca el precio del mercado. A este grupo se le asigna la reserva que resta hasta cumplir las necesidades previstas una vez asignada la plena carga al grupo inmediatamente anterior a éste en el orden de mérito. Sin embargo, cuando existen recursos de coste cero entre los candidatos a dar reserva, se puede dar el caso que la herramienta asigne a dos grupos una potencia menor a la de su plena carga. Esto se produce debido a que el usuario de la herramienta puede introducir las TG de coste cero en la escalera de según la estrategia que considere oportuna, con escalones de precio y potencia variables, lo cual dota a la herramienta de una gran versatilidad (figura.4.19).

El mercado de reserva, a diferencia de otros mercados asociados a servicios complementarios que sólo trabajan con ofertas simples, admite que los agentes oferten con condiciones complejas. En particular, trabaja con ofertas complejas de indivisibilidad, la cual permite fijar en el primer tramo de la curva de oferta de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. La aplicación de la indivisibilidad a los grupos siempre supone retirar potencia casada a la UOF correspondiente, y su aplicación viene fijada por estrategia como un dato de entrada al modelo (figura 4.28). Las casillas marcadas con un “1” indican que se quiere aplicar, siempre que sea posible, la condición de indivisibilidad.

	MT (MW)	PC (MW)	...	Indivisibilidad
COM5	161	340.7		0
COM4	161	341.2		0
CCO3	153	323.3		0
TER3	170	335.0		0
TER2	170	335.0		0
TER1	170	335.0		0
PGR5	150	855.7		1
SROQ2	157	401.8		0
COL4	200	390.9		0
BES5	150	827.6		1
BES3	157	412.0		0
LIT2	171	545.0		0
LIT1	171	540.0		0
PGR4	216	341.0		0
PGR3	216	341.0		0
PGR2	216	341.0		0
PGR1	216	341.0		0

Figura 4.28: Características técnicas de las UOF: Condición de Indivisibilidad (Pestaña Datos)

Como se ha explicado en apartados anteriores, las ofertas que hacen las unidades de producción al mercado dependen de los costes en los que éstas incurren por participar en el mismo. Este coste, llamado en el documento *coste unitario*, representa los euros que es necesario imputar a cada uno de los megavatios ofertados para recuperar el coste de participar en el mercado. Por tanto, una asignación menor a la potencia ofertada puede suponer una pérdida de dinero para el grupo. La pérdida o no depende de la posición de la UOF en la escalera de oferta, y ésta a su vez depende de la estrategia implementada respecto a la construcción de la curva de oferta. Si el grupo entra en la escalera de oferta con un incremento de precio nulo sobre su coste unitario, incurriría en pérdidas. Si por el contrario, el grupo entra en la escalera de oferta con un determinado incremento de precio sobre su coste unitario, este incremento podría ser tal que hiciera al grupo no incurrir en pérdidas. Este es un riesgo que corren y asumen todos los agentes que participan en el mercado. De aquí deriva la importancia de poder incluir en las ofertas simples la condición compleja de indivisibilidad, como herramienta de ayuda a reducir el riesgo inherente asociado a un mercado libre y competitivo. En la herramienta la condición de indivisibilidad simula esto mismo, la no aceptación de la reserva casada de todo el grupo en caso de que la potencia asignada sea menor a la potencia ofertada. Es decir, si el grupo casa menos de la potencia que ha ofertado, se le quita toda la asignación. Se recuerda que el único grupo que puede tener una asignación menor a la potencia ofertada es el que margina. En particular, para los grupos 2x1, cuando presenten programa de energía en el mercado diario inferior a su mínimo técnico, es decir, tengan disponible al grupo entero para ofertar al mercado, la indivisibilidad se aplica sólo en caso de que la asignación de reserva casada por el grupo sea menor a la plena carga de su primera turbina, entendiendo como tal la suma de las plenas cargas de la primera TG y la TV. En el resto de casos, se aplica la indivisibilidad sólo cuando la potencia asignada sea menor a la potencia ofertada (que se correspondiese con la plena carga del grupo entero menos la potencia comprometida en el PVP). Se ha optado por

hacerse así con el fin de simular un comportamiento más realista del mercado, ya que en la práctica para los grupos 2x1 no es rentable casar potencias inferiores a la plena carga de su primera turbina. De este modo, gracias a la condición de indivisibilidad implementada en la herramienta, se consigue hacer una previsión del comportamiento del mercado más próxima a la realidad.

Por último, en aquellas unidades de producción que puedan trabajar con distintos modos de funcionamiento (tabla 4.6), como ya se ha comentado, la condición de indivisibilidad sólo se aplica cuando se oferta la plena carga del grupo entero, es decir, cuando la UOF no se oferte al mercado ni como segunda turbina (funcionamiento 2x1) ni como recurso de coste cero (TG a ciclo abierto o funcionamiento 1x0). En ambos casos, el coste de participar el mercado es nulo, por tanto, cualquier asignación de potencia es favorable por parte del grupo ya que supone tener ingresos sin incurrir en costes.

4.5.2 INGRESOS RESERVA

Los ingresos de reserva representan, como su nombre indica, los ingresos obtenidos en el mercado de reserva por proveer al sistema la reserva asignada. Se calculan para cada hora como el producto del precio marginal del mercado por la potencia asignada.

$$Ingresos_{RESERVA} = Precio_{Mercado Reserva} \times Potencia_{Asignada} \quad (4.10)$$

4.5.3 REDESPACHOS

Los redespachos representan la cantidad de energía que un grupo tiene necesidad de reprogramar en los mercados intradiarios con el objetivo de estar acoplado en el sistema en aquellas horas en las que tiene asignación de reserva. Como los grupos deben acoplar a la red antes de proveer la reserva asignada, existirán redespachos tanto en horas donde existan requerimientos de reserva como en horas donde no existan necesidades de reserva.

4.5.4 SALDO DEL INTRADIARIO

El saldo del intradiario representa el coste que le supone al grupo participar en el mercado de reserva. Este parámetro, aunque se muestra en la pestaña “Recursos_Casados”, también se utiliza en la pestaña “Recursos_Propios” para el cálculo del coste unitario. Representa el coste absoluto del grupo, y en la expresión 4.3 se expresa con el nombre “Coste diario de proveer el servicio”. Dividiendo este valor entre la potencia ofertada y el número de horas en las que hay reserva en el día considerado, se obtiene el coste unitario del grupo imputable a cada una de las horas en la que existe requerimiento de reserva. Así pues, el saldo del intradiario puede obtenerse de dos formas distintas.

- Tal y como recoge el apartado 4.3, considerando todos los costes e ingresos derivados de participar en el mercado de reserva.
- Como hace la herramienta, una vez obtenido el correspondiente coste unitario, almacenado en las pestaña “Recursos_Propios”, se puede despejar de la expresión 4.3 el coste diario por proveer el servicio (o saldo del intradiario).

$$\text{Saldo}_{\text{Intra}} = \text{Coste}_{\text{Unitario}} \times \text{Potencia}_{\text{Ofertada}} \quad (4.11)$$

Por tanto, el saldo del intradiario es el coste que se utiliza para hacer el diseño de las ofertas. Es importante destacar que no depende de la potencia casada, para un grupo dado es un valor constante independientemente de si el grupo consigue casar la potencia ofertada o no. Por esta razón, el hecho de no casar la potencia ofertada puede ocasionar que el grupo pierda dinero en el mercado.

4.5.5 MARGEN

El margen representa el beneficio/margen neto del grupo en la hora considerada. Se calcula de forma sencilla como la diferencia aritmética de los conceptos Ingresos Reserva y Saldo de Intradiario.

$$\text{Margen} = \text{Ingresos}_{\text{Reserva}} - \text{Saldo}_{\text{Intradiario}} \quad (4.12)$$

4.5.6 EJEMPLO DE ASIGNACIÓN DE RESERVA

Por último, la figura 4.29 muestra un ejemplo de diferentes potencias asignadas en el mercado a BES5.

		BES5					
Fecha	Hora	Asignación (MW)	Ingresos Reserva (K€)	Redespachos (MWh)	Saldo Intra (K€)	Margen (K€)	
-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	
a)	07/01/2014	10	827.60	26.42	150.00	-16.56	9.86
	07/01/2014	11	827.60	26.42	150.00	-16.56	9.86
	07/01/2014	12	827.60	26.42	150.00	-16.56	9.86
-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	
b)	16/01/2014	10	596.30	24.08	150.00	-25.77	-1.70
	16/01/2014	11	596.30	24.08	150.00	-25.77	-1.70
	16/01/2014	12	596.30	24.08	150.00	-25.77	-1.70
-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	
c)	22/01/2014	10	596.30	24.08	150.00	-23.50	0.58
	22/01/2014	11	596.30	24.08	150.00	-23.50	0.58
	22/01/2014	12	596.30	24.08	150.00	-23.50	0.58
-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	
d)	30/01/2014	10	282.00	3.59	0.00	0.00	3.59
	30/01/2014	11	282.00	3.59	0.00	0.00	3.59
	30/01/2014	12	282.00	3.59	0.00	0.00	3.59
-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	

Precio MR = 40.4 €/MW

Precio MR = 40.4 €/MW

Figura 4.29: Distintas asignaciones de reserva a un mismo grupo (Pestaña Recursos_Casados)

A continuación se explica la interpretación de lo que está sucediendo en cada uno de los 4 casos de la figura anterior.

- a) En este caso, el grupo tiene asignada la plena carga. Aunque BES5 puede ser ofertado al mercado de distintas formas (tabla 4.6), en este caso se ha ofertado el grupo entero. Cuando se oferta la segunda TG, la asignación debe ser menor a la plena carga de dicha turbina (en torno a 400MW). En cambio, si se oferta como TG a ciclo abierto, la asignación debe ser menor a la plena de dicha turbina (en torno a 250MW). Como la asignación en este caso es mayor a ambas cantidades, se deduce que se ha sido ofertado el grupo entero.
- b) En este caso, como en el caso a) y por los mismos motivos, se ha ofertado al mercado la plena carga del grupo entero. La diferencia es que ahora ha casado menos potencia de la que ha ofertado. Sin embargo, como la potencia asignada es mayor a la plena de su primera turbina (en torno a 400MW), no se aplica la condición indivisibilidad aunque se haya marcado como dato de entrada la correspondiente casilla (figura 4.28). Debido a ello, la UOF presenta un margen neto de beneficio negativo. Es decir, el grupo pierde dinero en lugar de ganarlo por proveer la reserva asignada.
- c) Este caso es exactamente igual al b), con la salvedad que ahora, a pesar de tener la misma asignación, el grupo consigue un margen neto positivo. Esto es debido a que el coste de proveer el servicio es menor en este caso. Los ingresos por proveer reserva son iguales en ambos grupos ya que el precio del mercado es el mismo.
- d) En este caso, debido a que el grupo presenta un coste nulo (saldo del intradiario nulo) y la potencia asignada es mayor a la plena carga de la TG a ciclo abierto (en torno a 250MW), se deduce que se ha ofertado la segunda TG del grupo (en torno a 400MW). No obstante, el grupo margina ya que no consigue casar toda la potencia ofertada.

Capítulo 5

5 SALIDAS DEL MODELO

Una vez se ha determinado el precio del mercado de reserva y la cuota casada, así como asignaciones, ingresos y costes de participar en el mercado de todas las unidades de producción para todas las horas del periodo de estudio, la herramienta agrupa, de forma horaria, mensual y anual todos estos parámetros.

5.1 RESULTADOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS HORARIOS

En la pestaña “Resumen_result_horario” se almacenan datos horarios con el fin de tener el resultado global de Endesa para cada hora de cada uno de los conceptos detallados en el párrafo anterior. Éstos se obtienen como resultado de la suma parcial de cada concepto de todas las UOF de Endesa de manera independiente.

A continuación se muestran los parámetros recogidos en la pestaña anterior.

- Necesidades de de reserva (MW). Requerimientos de reserva horarios requeridos por el OS para que el sistema cuente con una potencia térmica rodante suficiente como para afrontar cualquier eventualidad que pueda surgir.
- Patrones de oferta de la competencia. Curva con la que se va a modelar el comportamiento de la competencia en la hora considerada.
- Precio del mercado diario (€/MWh). Previsión del precio del mercado diario, obtenido a través de la herramienta LPR (Largo plazo restricciones).
- Precio del mercado de reserva (€/MW). Precio del mercado de reserva previsto por el LPRA (Largo plazo Reserva Adicional) para la hora en cuestión.
- Reserva Casada por Endesa. Potencia casada, en términos de potencia (MW) y de cuota (%) respecto a las necesidades, de cada grupo en cada hora.
- Redespachos (MWh). Cantidad de energía redespachada por todas las UOF de Endesa en los mercados intradiarios con el fin de estar acoplado a red para proveer la reserva asignada.
- Saldo del intradiario (k€). Coste total en el que se incurre en cada hora por la participación de todos los grupos de Endesa en el mercado de reserva. . Para su cálculo se utiliza la expresión (4.11).
- Ingresos Endesa Generación (k€). Ingresos totales obtenidos por Endesa Generación en cada hora derivados de la reserva casada en el mercado. Para su cálculo se utiliza la expresión (4.10).
- Margen (k€). Diferencia entre los Ingresos obtenidos en el mercado de reserva y el coste de participar en el mismo (saldo del intradiario). Para su cálculo se utiliza la expresión (4.12).

- Coste del Servicio (k€). Coste total hora del mercado de reserva en cada. Se calcula como el producto del precio marginal del mercado por el valor de las necesidades, ambos en la hora correspondiente.

$$Coste_{servicio} = Necesidades \times Precio_{Mercado Reserva} \tag{4.13}$$

- Demanda sistema: Valor estimado de la demanda total del sistema. Es una entrada al modelo.
- Demanda Endesa Energía: Valor estimado de la demanda de Endesa Energía (sólo de la demanda liberalizada). Es una entrada al modelo.
- Pagos Endesa Energía (k€): Cantidad que debe pagar la comercializadora de Endesa, Endesa Energía, por el mercado en relación a su demanda.

$$Pagos_{EE} = [Demanda_{EE} / Demanda_{STA}] \times Coste_{servicio} \tag{4.14}$$

- Resultado Endesa (k€): Beneficio neto de Endesa en el mercado. Balance entre lo que se ingresa y se paga en relación al mercado de reserva.

$$Resultado_{ENDESA} = Ingresos_{RESERVA} - Pagos_{EE} \tag{4.15}$$

- Sobrecoste (€/MWh): Sobrecoste adicional que supone el mercado de reserva de potencia adicional a subir en el precio del mercado diario de la electricidad.

$$Sobre_Coste = Coste_{servicio} / Demanda_{STA} \tag{4.16}$$

Gracias a este resumen horario, se pueden visualizar los parámetros globales de Endesa del mercado de reserva hora a hora. La figura 5.1 muestra las salidas que proporciona la herramienta a nivel horario.

RESUMEN DE RESULTADOS HORARIOS														
Fecha	Hora	PRECIO RESERVA (€/MWh)	RESERVA ENDESA (MW)	REDESPACHOS (MWh)	SALDO INTRA (k€)	INGRESOS G (k€)	MARGEN (k€)	COSTE SERV (k€)	DEMANDA SIST (MW)	DEMANDA EE (MW)	PAGOS EE (k€)	RESULTADO (k€)	SOBRECOSTE (€/MWh)	
02/03/2015	1													
02/03/2015	2													
02/03/2015	3													
02/03/2015	4													
02/03/2015	5													
02/03/2015	6													
02/03/2015	7				50.0									
02/03/2015	8				100.0									
02/03/2015	9				150.0									
02/03/2015	10	25.5	855.7	27.6	150.0	-17.8	21.8	4.0	79.1	39.492.0	13.286.8	26.6	-4.8	2.0
02/03/2015	11	25.5	855.7	27.6	150.0	-17.8	21.8	4.0	79.1	40.411.8	13.540.0	26.5	-4.7	2.0
02/03/2015	12	25.5	855.7	27.6	150.0	-17.8	21.8	4.0	79.1	40.346.3	13.781.0	27.0	-5.2	2.0
02/03/2015	13				150.0									
02/03/2015	14				150.0									
02/03/2015	15				150.0									
02/03/2015	16				150.0									
02/03/2015	17				150.0									
02/03/2015	18				150.0									
02/03/2015	19	26.7	855.7	22.5	150.0	-17.8	22.8	5.0	101.4	40.992.3	14.754.0	36.5	-13.7	2.5
02/03/2015	20	26.7	855.7	22.5	150.0	-17.8	22.8	5.0	101.4	41.757.8	15.391.1	37.3	-14.5	2.4
02/03/2015	21	26.7	855.7	22.5	150.0	-17.8	22.8	5.0	101.4	41.297.9	15.326.3	37.6	-14.8	2.5
02/03/2015	22				75.0									
02/03/2015	23													
02/03/2015	24													
03/03/2015	1													
03/03/2015	2													
03/03/2015	3													
03/03/2015	4													
03/03/2015	5													
03/03/2015	6													
03/03/2015	7													
03/03/2015	8													
03/03/2015	9													
03/03/2015	10													
03/03/2015	11													
03/03/2015	12													
03/03/2015	13													
03/03/2015	14													
03/03/2015	15													
03/03/2015	16													
03/03/2015	17				50.0									
03/03/2015	18				100.0									
03/03/2015	19	26.7	1,140.0	30.0	150.0	-18.3	30.4	12.1	101.4	40.992.3	14,737.9	36.4	-6.0	2.5
03/03/2015	20	26.7	1,140.0	30.0	150.0	-18.3	30.4	12.1	101.4	41,757.8	15,369.2	37.3	-6.9	2.4
03/03/2015	21	26.7	1,140.0	30.0	150.0	-18.3	30.4	12.1	101.4	41,297.9	15,332.0	37.6	-7.2	2.5
03/03/2015	22				75.0									
03/03/2015	23													
03/03/2015	24													

Figura 5.1: Parámetros de salida horarios (Pestaña Resumen_result_horarios)

5.2 RESULTADOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS MENSUALES POR UOF

En la pestaña “Resumen_result_horario” se recogen los datos globales de Endesa para cada hora del periodo de estudio. En la siguiente pestaña del modelo, “Totales_Mensuales_UOF”, se agrupan las cinco magnitudes explicadas en el apartado 4.5 para cada UOF de forma mensual en lugar de horaria, para cada grupo. Es decir, se muestra un resumen mensual para cada UOF respecto de las magnitudes más relevantes derivadas de participar en el mercado, las cuales son: asignación, ingresos, redespachos, saldo del intradiario y margen. De esta forma, se puede analizar fácilmente la contribución de cada UOF en términos técnicos y económicos al mercado, de manera que se puedan realizar valoraciones respecto de cada una de ellas de una manera clara y sencilla. La figura 5.2 muestra las salidas que proporciona el modelo a nivel mensual.

ASIGNACIÓN (MW)							
UOF	Enero	Febrero	Noviembre	Diciembre	Total Año
COM5	0.0	1,023.5	2,729.4	0.0	
TER1	4,020.0	0.0	0.0	0.0	
PGR5	57,163.2	38,517.3	101,986.6	72,385.2	
SROQ2	0.0	0.0	0.0	0.0	
BES5	31,560.0	36,609.6	67,748.8	40,635.0	
LIT1	0.0	0.0	3,780.0	4,320.0	
PGR4	0.0	2,046.0	1,364.0	6,479.0	
PGR3	0.0	1,023.0	3,751.0	10,230.0	
...
...

REDESPACHOS (MWh)							
UOF	Enero	Febrero	Noviembre	Diciembre	Total Año
COM4	0.0	3,864.0	3,864.0	0.0	
TER1	11,900.0	0.0	0.0	0.0	
PGR5	24,300.0	12,825.0	42,000.0	27,900.0	
SROQ2	0.0	0.0	0.0	0.0	
BES5	0.0	0.0	0.0	2,700.0	
LIT1	0.0	0.0	7,866.0	7,866.0	
PGR4	0.0	9,936.0	5,184.0	25,488.0	
PGR3	0.0	4,968.0	15,120.0	35,640.0	
...
...

INGRESOS (κ€)							
UOF	Enero	Febrero	Noviembre	Diciembre	Total Año
COM5					
TER1					
PGR5					
SROQ2					
BES5					
LIT1					
PGR4					
PGR3					
...
...

SALDO DEL INTRADIARIO (κ€)							
UOF	Enero	Febrero	Noviembre	Diciembre	Total Año
COM4	0.0	-29.1	-39.5	0.0	
TER1	-4.2	0.0	0.0	0.0	
PGR5	-1,435.1	-1,237.4	-2,692.2	-2,106.0	
SROQ2	0.0	0.0	0.0	0.0	
BES5	0.0	0.0	0.0	-283.7	
LIT1	0.0	0.0	-57.6	-75.6	
PGR4	0.0	-31.5	-19.2	-102.9	
PGR3	0.0	-23.9	-56.2	-176.5	
...
...

MARGEN (κ€)							
UOF	Enero	Febrero	Noviembre	Diciembre	Total Año
COM5					
TER1					
PGR5					
SROQ2					
BES5					
LIT1					
PGR4					
PGR3					
...
...

Figura 5.2: Parámetros de salida mensuales (Pestaña Totales_Mensuales_UOF)*

5.3 RESULTADOS GLOBALES DE ENDESA EN EL MERCADO DE RESERVA

Para terminar, con el objetivo de tener una visión global de los resultados de Endesa en el mercado en todo el periodo objeto de estudio, tanto en términos técnicos como económicos, en la pestaña “Totales_globales” el modelo presenta una tabla resumen con los conceptos que se consideran más importantes, de forma que faciliten analizar rápidamente la posición de Endesa en el mercado. Los resultados mostrados en esta pestaña corresponden a la suma de todas las UOF de Endesa para cada mes, y a la suma de todos los meses de todas las UOF para obtener el resultado global/anual. Se entiende por periodo anual todo el periodo de estudio, que no tiene por qué ser un año completo.

Los conceptos que se presentan en esta tabla son los siguientes.

Resultados técnicos:

- Necesidades de de reserva (MW). Requerimientos de reserva mensuales y anuales requeridos por el OS para que el sistema cuente con una potencia térmica rodante suficiente como para afrontar cualquier eventualidad que pueda surgir.
- Asignación Endesa (MW): Cantidad de reserva mensual y anual casada por parte de Endesa en el mercado.
- Cuota técnica (%): Promedio mensual y anual del porcentaje horario de reserva casada por parte de Endesa respecto del total de las necesidades del sistema.
- Redespachos (MWh). Suma mensual y anual de todos los redespachos horarios de todas las UOF de Endesa.

Resultados económicos:

- Precio Reserva medio (€/MW). Promedio mensual y anual del precio horario del mercado de reserva.
- Coste del servicio (k€): Coste del servicio mensual y anual.
- Saldo Intra (k€): Saldo del intradiario mensual y anual.
- Ingresos Endesa Generación Ingresos totales obtenidos por Endesa Generación de forma mensual y anual derivados de la reserva casada en el mercado.
- Margen (k€): Margen mensual y anual.
- Precio diario medio. Promedio mensual y anual del precio horario del mercado diario de la electricidad.

La figura 5.3 muestra las salidas que proporciona el modelo a nivel global/anual. Con el fin de comparar los resultados de distintas ejecuciones, en la pestaña “Totales_globales” también se muestra una comparativa entre la ejecución actual y la anterior, de las magnitudes más relevantes a nivel global.

RESULTADOS TOTALES GLOBALES								
Ejecución Actual		Enero	Febrero	Noviembre	Diciembre	Total Año
Resultados Técnicos (MW - totales GW)	Necesidades Reserva Sistema	302100.0	315600.0	638200.0	550300.0	
	Asignación ENDESA	92743.2	80242.4	183746.8	143798.2	
	Cuota técnica (%)	30.7	25.4	28.8	26.1	
	Redespachos (MWh)	36200.0	36561.0	84186.0	128970.0	
Resultados Económicos (k€- totales M€)	Precio Reserva Medio (€/MW)	25.8	29.6	28.6	32.5	
	Coste Servicio	7805.8	9356.5	18270.8	17897.1	
	Saldo Intra-diario	-1439.4	-1346.3	-2904.9	-2927.0	
	Ingresos ENDESA G					
	Margen					
PRECIO DIARIO MEDIO (€/MW)		57.5	50.8			46.9	46.0	

Ejecución Anterior		Enero	Febrero	Noviembre	Diciembre	Total Año
Necesidades de Reserva(MW-GW)		302100.0	315600.0	638200.0	550300.0	
Cuota técnica (%)		30.7	25.4	28.8	26.1	
Coste del servicio (€)		7805.8	9356.5	18270.8	17897.1	
Precio Reserva Medio (€/MW)		25.8	29.6	28.6	32.5	
Precio Diario Medio (€/MW)		57.5	50.8	46.9	46.0	
Variación absoluta								
Ejecución Actual - Ejecución Anterior	Necesidades de Reserva(MW-GW)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Cuota técnica (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Coste del servicio (k€-M€)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Precio Reserva Medio (€/MW)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Precio Diario Medio (€/MW)	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0
Variación relativa (%)								
(Variación abs / Ejecucion anterior) en %	Necesidades de Reserva(MW-GW)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Cuota técnica (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Coste del servicio (k€-M€)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Precio Reserva Medio (€/MW)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Precio Diario Medio (€/MW)	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0

Figura 5.3: Parámetros de salida anuales/globales (Pestaña Totales_globales)*

Capítulo 6

6 VALIDACIÓN Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

6.1 VALIDACIÓN

En este apartado se realiza la validación del modelo a través de la ejecución de un periodo de estudio que cubre el año 2013 en su totalidad. El objetivo es introducir en la herramienta los datos de entrada correspondientes al año 2013 (reales y conocidos en el momento de llevar a cabo esta validación) y comprobar si las salidas del modelo concuerdan con la realidad. Las principales magnitudes desde el punto de vista de Endesa en el mercado de reserva son las siguientes:

- Necesidades de reserva. Aunque en realidad esta variable es un dato de entrada, se incluye en la validación debido a su gran importancia en el impacto que tiene sobre el resto de resultados y a que, al igual que otras salidas, la herramienta las calcula/estima para el periodo de estudio objeto de estudio.
- Asignación de Endesa. Conocer la previsión de funcionamiento de los grupos térmicos en el mercado permite una mejor gestión de los aprovisionamientos de los combustibles (gas y carbón).
- Precio final del mercado de reserva. Junto con los requerimientos de reserva determinan el coste del servicio.
- Coste del servicio. Sumado al resto de sobrecostes de largo plazo dotan a la comercializadora de Endesa de una referencia clara de precios para el traspaso adecuado de éstos a los consumidores, ya que el mercado de reserva es soportado por la demanda.
- Ingresos de Endesa Generación derivados de participar en el mercado de reserva.

Se resalta que conocer la magnitud de estas variables con un nivel de certidumbre adecuado representa los objetivos marcados para esta tesis (apartado 1.2). En la figura 6.1 vienen recogidos los resultados globales/anuales que validan el modelo desarrollado.

	AÑO 2013	MODELO	REALIDAD	ERROR
Resultados Técnicos	Necesidades Sistema (GW)	3470.3	3009.9	15.3%
	Asignación ENDESA (GW)	849.8	818.5	3.8%
	CICLOS (GW)	638.3	623.1	2.4%
	CARBONES (GW)	211.6	195.4	8.3%
Resultados Económicos	Precio Reserva Medio (€/MW)	33.1	33.2	0.4%
	Coste Servicio (M€)	114.7	111.2	3.2%
	Ingresos ENDESA (M€)			3.7%

Figura 6.1: Validación del modelo. Año 2013*

Los resultados de la figura 6.1 acreditan la bondad de la herramienta. Teniendo en cuenta que se ha desarrollado un modelo de previsión a largo plazo, un error relativo en términos porcentuales en las principales variables de las que se busca hacer previsiones de menos del 4 % representa, sin lugar a dudas, unos resultados de eficacia completamente satisfactorios. La única variable que presenta un error significativo son las necesidades de reserva. La figura 6.2 recoge la información que justifica que se haya obtenido un error sensiblemente mayor en la estimación de esta variable.

SÓLO EL MES DE DICIEMBRE	MODELO	REALIDAD	ERROR
Necesidades Reserva Sistema (GW)	830.7	255.0	225.8%

SIN INCLUIR DICIEMBRE	MODELO	REALIDAD	ERROR
Necesidades Reserva Sistema (GW)	2639.6	2749.3	4.0%

Figura 6.2: Validación del modelo. Impacto del mes de Diciembre

La herramienta estima el nivel de necesidades por correlación con otras variables de previsión. Y durante el mes de diciembre de 2013 el mercado mayorista de electricidad o mercado *spot* se ha comportado de manera atípica, por diversas causas. Por ejemplo, los precios del mercado diario han sido más elevados de lo normal, ha habido escasez de viento, han estado indisponibles dos centrales nucleares ha propiciado la entrada en el sistema de tecnologías más caras en sustitución de las anteriores. Debido a este tipo de consideraciones, el modelo ha hecho una estimación de 830 GW para el mes de diciembre, mientras que la realidad fue de 255GW. Esto supone un error del 225 % sólo en el cálculo de las necesidades de reserva en el mes de diciembre. Este error, junto con los errores de los once meses restantes, da como resultado el error global/anual de 15.3 %. Sin embargo, contabilizando únicamente los once primeros meses del año, sin tener en cuenta el mes de diciembre, el error relativo en términos porcentuales cometido en la estimación de las necesidades de reserva es del orden del 4 %, como en el resto de variables.

6.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En este apartado se va a someter a la herramienta a distintos escenarios modificando el valor de algunos de sus datos de entrada. El objetivo de este análisis es comprobar la sensibilidad de respuesta del modelo ante posibles cambios en el mercado. En particular, se va a analizar el impacto de los recursos que no tienen coste asociado de participar en el mercado.

Estos recursos son los siguientes.

- Segundas turbinas de gas en ciclos 2x1.
- Turbinas de gas a ciclo abierto o recursos de coste cero.

En este análisis se van a estudiar tres escenarios distintos. Al igual que en la validación, se trabaja con el periodo de estudio correspondiente al año 2013. De esta forma, se evitan problemas respecto a la confidencialidad de los datos mostrados en la figura 6.3.

- Hipótesis del escenario base (escenario ejecutado para la validación del modelo).
 - Endesa no tiene habilitada ninguna turbina de gas a ciclo abierto para ofertar al mercado.
 - Endesa tiene habilitadas las dos segundas turbinas de sus dos ciclos 2x1 para ofertar al mercado.
- Hipótesis del escenario 1.
 - Endesa tiene habilitado un ciclo combinado como turbina de gas a ciclo abierto.
 - Endesa tiene habilitadas las dos segundas turbinas de sus dos ciclos 2x1 para ofertar al mercado.
- Hipótesis del escenario 2.
 - Endesa no tiene habilitada ninguna turbina de gas a ciclo abierto para ofertar al mercado.
 - Endesa tiene deshabilitadas las dos segundas turbinas de sus dos ciclos 2x1.

Después de ejecutar la herramienta, teniendo en cuenta las hipótesis correspondientes a cada escenario, los resultados más relevantes se muestran en la figura 6.3. En ambos casos se compara los escenarios 1 y 2 con el escenario base.

AÑO 2013	ESCENARIOS				
	BASE	1	Δ	2	Δ
Cuota técnica (%)	24.5	26.0	6%	22.2	-9%
Precio Reserva Medio (€/MW)	33.1	32.3	-2%	34.2	3%
Coste Servicio (M€)	114.7	112.1	-2%	118.7	3%
Ingresos ENDESA (M€)			4%		-6%
Saldo del intradiario (M€)	14.8	11.0	-26%	16.8	14%
Margen (M€)			37%		-27%

Figura 6.3: Análisis de sensibilidad respecto a recursos sin coste asociado al mercado de reserva*

De la tabla anterior se pueden extraer las siguientes conclusiones.

- Respecto a la cuota técnica.
 - Escenario 1. Debido a que Endesa dispone de una mayor cantidad de recurso de coste cero, aumenta su cuota en el mercado en detrimento de la competencia.
 - Escenario 2. Debido a que Endesa pierde recursos sin coste asociado de participar en el mercado, pierde competitividad y el resultado es una menor asignación de reserva.
- Respecto a el precio final del mercado de reserva.
 - Escenario 1. El sistema cuenta con recursos más baratos, por tanto, el precio final del mercado disminuye.
 - Escenario 2. El sistema pierde recursos baratos, por tanto, el precio final del mercado aumenta.
- Respecto al coste del servicio. Como las necesidades de reserva son las mismas en ambos escenarios, la variación relativa que experimenta el coste del servicio en los dos escenarios respecto al escenario base es exactamente igual a la que experimenta el precio del mercado.
- Respecto a los ingresos. Es importante recordar que dependen de dos variables, de la asignación de reserva y del precio del mercado.
 - Escenario 1. Como la asignación o cuota aumenta en mayor medida de lo que disminuye el precio, los ingresos aumentan.
 - Escenario 2. Como la asignación o cuota disminuye en mayor medida de lo que aumenta el precio, los ingresos disminuyen.
- Respecto al saldo del intradiario.
 - Escenario 1. El recurso de coste cero sustituye a otros recursos propios más caros, haciendo que el coste global de participar en el mercado disminuya.
 - Escenario 2. Recursos más caros sustituyen a las segundas turbinas de gas de los ciclos 2x1. Por lo tanto, aumenta el coste.
- Respecto al margen, el cual se calcula como la diferencia aritmética entre los ingresos y el saldo del intradiario.
 - Escenario 1. Como el saldo del intradiario disminuye y los ingresos aumentan, ambos factores contribuyen a obtener un margen mayor.
 - Escenario 2. Al contrario de lo que ocurre en el escenario 1, el saldo del intradiario aumenta mientras que los ingresos disminuyen. Ambos factores contribuyen a obtener un margen menor.

La reflexión final respecto a este análisis de sensibilidad es, que respecto al escenario base, para Endesa hubiera sido beneficioso en términos económicos haber tenido habilitada una TG a ciclo abierto durante el año 2013. Sin embargo, hubiera sido perjudicial no haber podido disponer para ofertar al mercado de sus segundas turbinas en los ciclos 2x1.

Capítulo 7

7 CONCLUSIONES

Los mercados asociados a los servicios complementarios son muy competitivos en España. Por tanto, un conocimiento profundo de estos servicios implica tener capacidad de anticipación y la posibilidad de obtener ventajas competitivas derivadas de dicho conocimiento. Con este fin, se vienen desarrollando en la unidad de previsiones y modelos de mercado de gestión de la energía de Endesa diferentes modelos de previsión, siendo el LPRA uno de ellos. Estos modelos, capaces de hacer previsiones de precios y asignaciones, son necesarios para identificar el margen de Endesa y los costes del sistema.

En primer lugar, se resalta el poco tiempo que lleva en operación el mercado de reserva en España, y dado que la herramienta desarrollada es fruto del trabajo ininterrumpido de un año entero, el LPRA supone una herramienta totalmente nueva y genuina para Endesa. Disponer de un modelo de previsión eficaz de un mercado tan incipiente en el sistema eléctrico español como el mercado objeto de estudio, otorga a Endesa un conocimiento a futuro de este servicio muy valioso que puede suponer ventajas competitivas importantes respecto a sus competidores. En el capítulo 6, donde se ha validado el modelo ha quedado constatada la eficacia y bondad de la herramienta. Teniendo en cuenta que el LPRA es un modelo de previsión a largo plazo, presentar unos márgenes de error relativo en torno al 4% en las variables más importantes desde el punto de vista de Endesa, supone unos resultados completamente satisfactorios. El nivel de detalle conseguido es fruto de varios aspectos, los cuales se detallan a continuación.

- La correcta identificación de los requerimientos de reserva, lo cual es el resultado de un estudio externo y complementario a esta tesis.
- La correcta identificación de los recursos disponibles de Endesa en el mercado.
- La correcta identificación de los costes derivados de participar en el mercado, lo cual supone una correcta construcción de la curva de oferta.
- La correcta modelización de la competencia a través de las curvas denominadas patrones de la competencia (apartado 3.2) y una correcta identificación de la activación de los mismos para cada día, lo cual también es el resultado de un estudio externo y complementario a esta tesis
- Un adecuado algoritmo de casación que enfrenta la curva de oferta de Endesa con el correspondiente patrón de la competencia, y que obtiene el precio final del mercado junto con la cuota técnica casada.

Por otra parte, el modelo se ha diseñado con una gran flexibilidad desde el punto de vista del manejo de la herramienta. En la pestaña “datos” el usuario dispone de toda la información susceptible de ser modificada. El modelo permite, entre otros, hacer los cambios que se detallan a continuación.

- Calcular/estimar las necesidades de reserva a través de las correlaciones obtenidas en base a datos históricos o imponer las necesidades que se consideren. En caso de calcularlas mediante correlación, permite elegir entre distintos tipos de correlaciones. Además, toda la información relacionada con el estudio de correlaciones ha quedado recogida en tablas en la pestaña del modelo “Datos”, con el fin de ser actualizada a medida que se vaya conociendo más información histórica del mercado.
- Cambiar los valores límite de las necesidades de reserva que se utilizan para acotar por arriba y por abajo las necesidades calculadas/estimadas.
- Calcular/estimar la activación de los patrones de la competencia a través de las correlaciones obtenidas en base a datos históricos o imponer los patrones que se consideren. Como ocurre en el análisis de correlaciones relacionado con las necesidades de reserva, la información relacionada con el estudio de correlaciones de los patrones también ha quedado recogida en tablas en la pestaña del modelo “Datos” con el fin de ser actualizada a medida que se vaya conociendo más información histórica del mercado.
- Decidir si se le aplica la condición de indivisibilidad a un grupo.
- Decidir si un grupo dispone de la primera turbina de gas a ciclo abierto para ofertar al mercado (apartado 4.2.6).
- Decidir si se aplica relleno en horas valle a un grupo (apartado 4.2).
- Variar las diferentes estrategias de Endesa en el mercado.

Los puntos anteriores representan alguna de la información que es posible modificar a través de los datos de entrada en el LPRA, lo cual dota a la herramienta de una gran versatilidad con capacidad de amoldarse a las circunstancias futuras del mercado.

Por tanto, el LPRA supone un modelo de previsión:

- Eficaz, en cuanto que permite hacer previsiones con un nivel de certidumbre adecuado.
- Versátil, en cuanto que permite al usuario un control intuitivo y variado de todos los parámetros de entrada al modelo.
- Rápido, en cuanto que durante la fase de desarrollo algorítmico de la herramienta se ha buscado en todo momento la optimización del tiempo de ejecución de la herramienta, que permite la posibilidad de realizar los análisis de sensibilidad que considere el usuario.

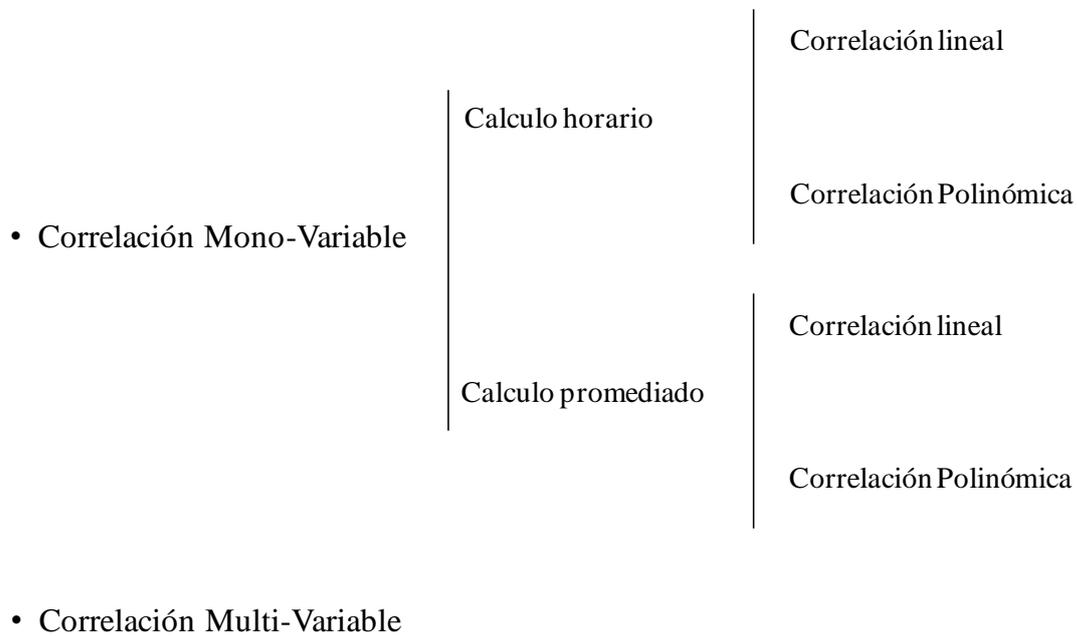
Por último, y para concluir, se deja constancia que el modelo lleva utilizándose en la unidad de previsiones y modelos de mercados del departamento de Gestión de la Energía de Endesa desde septiembre de 2013.

Anexos

Anexo 1

Constantes correctoras de las ecuaciones de las correlaciones de necesidades de reserva

En este anexo se exponen todas las constantes correctoras para cada tipo de correlación disponible para el cálculo dinámico de las necesidades de reserva. El siguiente esquema resume los distintos tipos de correlaciones de necesidades de reserva implementados en la herramienta.



Corección Mono - Variable

		Cálculo horario						Cálculo Promediado					
		Correlación Lineal			Correlación polinómica			Correlación Lineal			Correlación polinómica		
		Laborables	Sábados	Festivos	Laborables	Sábados	Festivos	Laborables	Sábados	Festivos	Laborables	Sábados	Festivos
PM	ENE	-357.00			-1057.00			-135.00			-146.00		
PT		-1240.00		170.00	-1468.00		-376.00	-1240.00		247.00	-1144.00		280.00
PM	FEB	-813.00			-1389.00			-636.00			-782.00		
PT		-9.00	112.00	1182.00	-270.00	-866.00	507.00	28.00	388.00	1330.00	229.00	442.00	1096.00
PM	MAR	1168.00	39.00		617.00	-379.00		1168.00	39.00		830.00	-183.00	
PT		1356.00	2006.00	2047.00	1115.00	1752.00	1694.00	1356.00	2006.00	2047.00	1389.00	2052.00	1988.00
PM	ABR	971.00			511.00			971.00			734.00		
PT		1189.00	1688.00	3015.00	789.00	959.00	2212.00	1189.00	1688.00	3015.00	990.00	1030.00	2268.00
PM	MAY	-1000.00			-898.00			-1000.00			-859.00		
PT		-1405.00		215.00	-1275.00		274.00	-1405.00		214.00	-1254.00		354.00
PM	JUN												
PT	JUL												
PM	AGO	-1986.00			-1874.00			-1986.00			-1829.00		
PT		-2332.00		-2017.00	-2180.00		-1865.00	-2332.00		-2017.00	-2172.00		-1855.00
PM	SEP	-1438.00			-1379.00			-1438.00			-1275.00		
PT		-1183.00		-1153.00	-1066.00		-1083.00	-1183.00		-1153.00	-1042.00		-993.00
PM	OCT	-1086.00			-1046.00			-1086.00			-924.00		
PT		885.00	132.00	-824.00	963.00	260.00	-703.00	885.00	132.00	-825.00	1022.00	291.00	-664.00
PM	NOV	775.00	180.00		39.00	-883.00		963.00	376.00		524.00	-540.00	
PT		2296.00	464.00	651.00	2275.00	446.00	-28.00	2305.00	464.00	889.00	2415.00	610.00	499.00
PM	DIC	777.00			-129.00			1142.00			717.00		
PT		1810.00	1228.00	1162.00	1562.00	885.00	638.00	1860.00	1303.00	1341.00	2006.00	1187.00	1339.00

Corección Multi - Variable

		Laborables	Sábados	Festivos
PM	ENE	-604		73
PT		114		
PM	FEB	-1138		
PT		352	389	803
PM	MAR	1021	-234	
PT		1333	1616	1549
PM	ABR	902		
PT		964	1168	2521
PM	MAY	-956		
PT		-1640		-174
PM	JUN			
PT	JUL			
PM	AGO	-1325		
PT		-1554		-1569
PM	SEP	-760		
PT		-466		-763
PM	OCT	-585		
PT		1504	360	-528
PM	NOV	-483	-1272	
PT		1571	319	-247
PM	DIC	-90		
PT		1603	680	858

Anexo 2

Número de días posibles por mes de cada tipo: Laborable, Sábado y Domingo/ Festivo

	Día inicio de mes	Año	LAB	SAB	DOM
Enero	Lunes	2018	22	3	6
	Martes	2013	22	4	5
	Miércoles	2014	21	4	6
	Jueves	2015	20	5	6
	Viernes	2016	19	5	7
	Sábado	2011	20	4	7
	Domingo	2012	21	4	6
Febrero	Lunes	2016	20	4	4
	Martes	2011	20	4	4
	Miércoles	2012	20	4	4
	Jueves	2018	20	4	4
	Viernes	2013	20	4	4
	Sábado	2014	20	4	4
	Domingo	2015	20	4	4
Marzo	Lunes	2010	22	4	5
	Martes	2011	23	3	5
	Miércoles	2017	23	4	4
	Jueves	2012	21	5	5
	Viernes	2013	20	5	6
	Sábado	2014	20	5	6
	Domingo	2015	21	4	6
Abril	Lunes	2013	22	4	4
	Martes	2014	22	4	4
	Miércoles	2015	22	4	4
	Jueves	2010	22	4	4
	Viernes	2011	21	5	4
	Sábado	2017	20	5	5
	Domingo	2012	21	4	5
Mayo	Lunes	2017	22	4	5
	Martes	2012	22	4	5
	Miércoles	2013	22	4	5
	Jueves	2014	21	5	5
	Viernes	2015	20	5	6
	Sábado	2010	21	4	6
	Domingo	2011	22	4	5
Junio	Lunes	2015	22	4	4
	Martes	2010	22	4	4
	Miércoles	2011	22	4	4
	Jueves	2017	22	4	4
	Viernes	2012	21	5	4
	Sábado	2013	20	5	5
	Domingo	2014	21	4	5

	Día inicio de mes	Año	LAB	SAB	DOM
	Lunes	2013	23	4	4
	Martes	2014	23	4	4
	Miércoles	2015	23	4	4
Julio	Jueves	2010	22	5	4
	Viernes	2011	21	5	5
	Sábado	2017	21	5	5
	Domingo	2012	22	4	5
	Lunes	2011	22	4	5
	Martes	2017	22	4	5
	Miércoles	2012	22	4	5
Agosto	Jueves	2013	21	5	5
	Viernes	2014	20	5	6
	Sábado	2015	21	4	6
	Domingo	2010	22	4	5
	Lunes	2014	22	4	4
	Martes	2015	22	4	4
	Miércoles	2010	22	4	4
Septiembre	Jueves	2011	22	4	4
	Viernes	2017	21	5	4
	Sábado	2012	20	5	5
	Domingo	2013	21	4	5
	Lunes	2012	22	4	5
	Martes	2013	23	3	5
	Miércoles	2014	23	4	4
Octubre	Jueves	2015	21	5	5
	Viernes	2010	20	5	6
	Sábado	2011	20	5	6
	Domingo	2017	21	4	6
	Lunes	2010	21	4	5
	Martes	2011	21	4	5
	Miércoles	2017	21	4	5
Noviembre	Jueves	2012	21	4	5
	Viernes	2013	20	5	5
	Sábado	2014	20	4	6
	Domingo	2015	21	4	5
	Lunes	2014	20	3	8
	Martes	2015	20	4	7
	Miércoles	2010	20	3	8
Diciembre	Jueves	2011	20	4	7
	Viernes	2017	18	5	8
	Sábado	2012	18	4	9
	Domingo	2013	19	4	8

Anexo 4

Datos utilizados en el cálculo de las correlaciones que determinan la activación de los patrones de la competencia

En este anexo se recogen todos los datos utilizados en el estudio externo realizado para el cálculo de las constantes que definen las correlaciones que determinan la activación de los patrones. El periodo de tiempo analizado en dicho estudio ha sido desde septiembre de 2013 a mayo de 2013. Los meses de verano no han sido analizados al no ser usual que existan necesidades de reserva en estos periodos. Los datos correspondientes a qué patrón se activa en cada una de las horas del periodo de estudio (primera columna de las tablas mostradas en este anexo) han sido obtenidos a través de la herramienta SGO-Análisis. Esta herramienta trabaja con las ofertas reales presentadas por la competencia, las cuales proceden de los ficheros I90 que el OS publica transcurridos 90 días desde la fecha del mercado. No obstante, el SGO-Análisis trabaja con curvas normalizadas, esto es, el resultado de dividir la potencia ofertada entre las necesidades de reserva publicadas para cada hora. La identificación de patrones tipo se realiza con la utilización de un tipo particular de redes neuronales “Probabilistic Radial Basis Function Network” (PRBFN) las cuales han sido desarrolladas en el IIT (Instituto de Investigación Tecnológica) de la universidad pontificia Comillas.

PUNTA DE MAÑANA. LABORABLES

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
4	500	53.54	9	2012
4	500	55.01	9	2012
4	1300	57.59	9	2012
4	1300	57.4	9	2012
4	1300	54.02	9	2012
4	1300	54.2	9	2012
2	2600	53.7	10	2012
2	2600	53.99	10	2012
2	2600	53.32	10	2012
4	500	52.32	10	2012
4	500	50	10	2012
4	500	50.8	10	2012
3	1800	57	10	2012
3	1800	59.86	10	2012
3	1800	59.84	10	2012
3	1500	54.12	10	2012
4	1000	49.72	10	2012
4	1000	51.33	10	2012
4	1000	50.22	10	2012
4	1000	40	10	2012
4	1500	49.75	10	2012
4	1500	49.75	10	2012
4	1500	53.33	10	2012
4	1500	49.75	10	2012
4	1500	49.75	10	2012
4	2000	55	10	2012
4	2000	55.56	10	2012
4	2000	52.5	10	2012
4	2000	53.33	10	2012
4	1500	56.42	10	2012
4	1500	60	10	2012
4	1500	58.64	10	2012
4	500	55.11	10	2012
4	500	55.64	10	2012
4	500	54.01	10	2012
4	1200	53.7	10	2012
4	1200	57.12	10	2012
4	1200	60.17	10	2012
4	1200	55	10	2012
3	1200	53.7	10	2012
4	2000	60.31	10	2012
4	2000	58.6	10	2012
4	2000	58.45	10	2012
4	2000	61.6	10	2012
4	2000	61.13	10	2012
4	2000	56.83	10	2012
4	2000	61.13	10	2012
4	2000	62.6	10	2012
4	2000	61.13	10	2012
4	2000	64.99	10	2012
4	2000	61.6	10	2012
3	3000	57.1	10	2012
3	3500	62.23	10	2012
3	3000	64	10	2012
4	1000	47.48	11	2012
4	1000	49.32	11	2012
4	1000	48.26	11	2012
4	1000	51.2	11	2012
4	1000	52.1	11	2012
4	1000	51.94	11	2012
4	1000	48.13	11	2012
4	1500	46.09	11	2012
4	1500	46.96	11	2012
4	1500	51.23	11	2012
3	3000	49.45	11	2012
3	3000	49.98	11	2012
3	3500	53.23	11	2012
3	3500	53.2	11	2012
2	4500	58.85	11	2012
1	4500	60	11	2012

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
1	4500	60	11	2012
1	4500	59.2	11	2012
4	1500	50.45	11	2012
4	1500	50.45	11	2012
4	1500	51.2	11	2012
4	1500	51.23	11	2012
4	1500	53.7	11	2012
4	1500	53.7	11	2012
4	2500	51.08	11	2012
4	2500	53.68	11	2012
4	2500	53.7	11	2012
4	2500	53.7	11	2012
4	1000	40.53	11	2012
4	1000	37.74	11	2012
4	1000	43.05	11	2012
4	1000	41.77	11	2012
4	1400	46.12	11	2012
4	1400	49.8	11	2012
4	1400	49.8	11	2012
4	1400	43.5	11	2012
4	2300	49.89	11	2012
4	2300	53.7	11	2012
4	2300	53.23	11	2012
4	2300	49.98	11	2012
4	2300	53	11	2012
4	2700	56	11	2012
4	2700	55	11	2012
4	2700	60.05	11	2012
4	2700	60.91	11	2012
4	1500	59.8	11	2012
4	1500	60.24	11	2012
4	1500	58.1	11	2012
4	1500	58.75	11	2012
4	1500	58.75	11	2012
3	2000	57.09	11	2012
3	2000	58.5	11	2012
1	4900	50.07	11	2012
1	4900	53.7	11	2012
1	4900	54.3	11	2012
1	4900	53.7	11	2012
1	4900	54.3	11	2012
2	2600	48.56	11	2012
2	2600	50.02	11	2012
2	2600	50	11	2012
2	2600	49.75	11	2012
3	2600	40.2	11	2012
3	3000	44.5	11	2012
3	3000	44.81	11	2012
4	2000	36.57	11	2012
4	2000	42.61	11	2012
4	2000	43.26	11	2012
4	2000	42.67	11	2012
2	5000	49.75	11	2012
2	6500	54.2	11	2012
2	6500	55	11	2012
2	6500	54.25	11	2012
2	6000	56.04	11	2012
2	6000	55	11	2012
2	5000	64	12	2012
2	5500	65.03	12	2012
2	5500	63.13	12	2012
2	5500	61.2	12	2012
2	5000	68.05	12	2012
2	4500	56.75	12	2012
2	4500	56.24	12	2012
2	3800	54.99	12	2012
2	3800	55.19	12	2012
4	2000	55	12	2012
4	2000	54.99	12	2012
4	1500	52.56	12	2012

PUNTA DE MAÑANA. LABORABLES

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
2	5500	60	12	2012
2	5500	58.01	12	2012
2	5500	57.5	12	2012
2	5500	58	12	2012
4	3000	64.05	12	2012
4	3000	63.69	12	2012
4	3000	60.69	12	2012
4	3000	63.07	12	2012
3	2500	63.98	12	2012
4	2500	68.32	12	2012
4	2500	65.13	12	2012
4	2500	64.35	12	2012
4	5000	70.89	12	2012
4	5000	75.5	12	2012
4	5000	75.5	12	2012
4	5000	72.2	12	2012
4	1000	58.2	12	2012
4	1000	61.7	12	2012
4	1000	59.91	12	2012
4	2000	53.59	12	2012
4	2000	52.69	12	2012
4	1500	49.75	12	2012
4	2500	55.09	12	2012
4	2500	60.27	12	2012
4	2500	60	12	2012
4	2500	58.69	12	2012
4	1500	57.1	12	2012
4	1500	58	12	2012
4	1500	56.28	12	2012
4	2500	56.67	12	2012
4	2500	57.5	12	2012
4	2500	57.5	12	2012
4	2500	54.7	12	2012
4	1500	38.01	12	2012
4	1500	39.69	12	2012
4	1500	32.01	12	2012
3	1800	48.57	12	2012
3	1800	46.69	12	2012
4	1400	47	12	2012
4	2500	44.25	1	2013
2	3500	50.1	1	2013
2	3500	50.1	1	2013
4	2500	50.9	1	2013
2	3000	50.69	1	2013
2	3000	56.07	1	2013
2	3000	56.38	1	2013
2	3000	57.69	1	2013
4	2000	63.34	1	2013
4	2000	63	1	2013
2	3000	73	1	2013
2	3000	75.01	1	2013
2	3000	72.56	1	2013
4	900	80	1	2013
4	900	80	1	2013
4	900	80	1	2013
4	1000	62.1	1	2013
4	1000	67.11	1	2013
4	1000	65	1	2013
4	1000	63.04	1	2013
2	1500	63.6	1	2013
2	1500	63	1	2013
2	2000	50.06	1	2013
2	2000	50	1	2013
2	2000	41.7	1	2013
4	1500	42.11	1	2013
4	1500	52.14	1	2013
4	1500	50.72	1	2013
2	5000	57.03	1	2013
2	5000	75.13	1	2013
2	5000	76.24	1	2013

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
2	5000	76.24	1	2013
2	5000	74.03	1	2013
2	5000	70.13	1	2013
3	2000	57	1	2013
3	2000	60.02	1	2013
3	2000	61.1	1	2013
3	2000	60.01	1	2013
4	1500	57.47	1	2013
4	1500	56.38	1	2013
4	1500	57	1	2013
4	2000	65	1	2013
4	2000	63.98	1	2013
4	2000	61.39	1	2013
2	2000	53.69	2	2013
2	2000	52	2	2013
3	2000	46.08	2	2013
3	1500	67	2	2013
3	1500	64.09	2	2013
3	1500	60.31	2	2013
4	1000	56.46	2	2013
4	1000	56.85	2	2013
4	1000	55.58	2	2013
4	2500	53.39	2	2013
4	2500	51.54	2	2013
3	2500	37.55	2	2013
3	2800	45.4	2	2013
3	2800	56.46	2	2013
3	2800	50.93	2	2013
4	1500	57.32	2	2013
4	1500	56.07	2	2013
4	1500	52.75	2	2013
4	1000	54.61	2	2013
4	1000	56.78	2	2013
4	1000	52.69	2	2013
3	2500	65.02	2	2013
3	2500	66	2	2013
3	2500	67.21	2	2013
4	1000	62.5	2	2013
4	1000	63	2	2013
3	1700	72.17	2	2013
3	1700	76.5	2	2013
4	800	60.93	2	2013
4	800	59.2	2	2013
4	1300	51.03	2	2013
4	1300	51.03	2	2013
4	1000	52.02	3	2013
4	1000	56	3	2013
4	1000	62.68	3	2013
4	1900	60.13	3	2013
4	1900	56.72	3	2013
4	1900	56.31	3	2013
3	4000	65	3	2013
3	4000	67	3	2013
3	4000	64.4	3	2013
3	3000	47.5	3	2013
3	3000	50	3	2013
3	3000	59	3	2013
1	4000	44.68	3	2013
1	4000	56.31	3	2013
3	4000	48.51	3	2013
3	4000	47.5	3	2013
2	4000	61.06	3	2013
1	4900	57.66	3	2013
1	4900	70.11	3	2013
1	4900	69	3	2013
1	4900	60.01	3	2013
1	4900	63	3	2013
4	900	52	3	2013
4	900	49.72	3	2013
4	900	46	3	2013

PUNTA DE MAÑANA. LABORABLES

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
3	1300	19.85	3	2013
3	1300	11.23	3	2013
3	1300	12	3	2013
1	2500	24.45	3	2013
1	2500	24	3	2013
1	2500	27.7	3	2013
1	1300	21.14	3	2013
1	1300	21.14	3	2013
1	1300	22.4	3	2013
1	3500	41	4	2013
1	3500	46.5	4	2013
1	3500	45	4	2013
1	3500	42.48	4	2013
1	3500	42	4	2013
1	3500	45	4	2013
1	3500	46.5	4	2013
1	3500	42.7	4	2013
1	3200	11	4	2013
1	3200	12	4	2013
1	3200	9.5	4	2013
1	1000	7	4	2013
1	1000	5	4	2013
1	1000	6.89	4	2013
2	2400	62.46	4	2013
2	2400	66.06	4	2013
2	2400	61.97	4	2013
2	2400	54.84	4	2013
2	3000	65	4	2013
2	3000	67.34	4	2013
2	3000	63.6	4	2013
2	3000	61.22	4	2013
1	3000	55.08	4	2013
1	3000	55.99	4	2013
1	3000	54.78	4	2013
1	3000	45.73	4	2013
1	3000	41.89	4	2013
2	2000	51.03	4	2013
2	2000	45.73	4	2013
2	2000	40.13	4	2013
3	1000	50	4	2013
3	1000	46.5	4	2013
3	1000	37.5	4	2013
3	1000	38.11	4	2013
3	1000	50.03	4	2013
3	1000	50.13	4	2013
3	1000	49.55	4	2013
3	1300	49.76	4	2013
3	1300	49.55	4	2013
3	1300	49.55	4	2013
1	2000	49.89	5	2013
1	2000	50.01	5	2013
1	2000	48.41	5	2013
1	2000	49.42	5	2013
3	500	48.8	5	2013
3	500	50.01	5	2013
3	500	50.5	5	2013
3	2000	58.81	5	2013
3	2000	59.1	5	2013
3	2000	57.1	5	2013
3	1000	52.52	5	2013
3	1000	52.56	5	2013
4	1000	56.69	5	2013
4	1000	56.69	5	2013
4	1000	54.68	5	2013
3	1300	60.13	5	2013
3	1300	60.98	5	2013
3	1300	58.51	5	2013
1	1500	46.78	5	2013
1	1500	46.59	5	2013
1	1500	46.19	5	2013

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
1	3500	46.02	5	2013
1	3500	46.62	5	2013
1	3500	46.66	5	2013
1	3500	47.06	5	2013
2	2300	56	5	2013
2	2300	57.5	5	2013
2	2300	55.56	5	2013
2	2300	56.2	5	2013
1	2000	57.1	5	2013
1	2000	57.5	5	2013
1	2000	57.01	5	2013
3	1000	48	5	2013
3	1000	47.3	5	2013
4	500	54.9	7	2013
4	500	56.5	7	2013
4	500	56.7	7	2013

PUNTA DE MAÑANA. SÁBADOS

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
4	500	51.2	10	2012
4	500	50.31	10	2012
4	500	50.33	10	2012
4	500	52.33	10	2012
4	1500	47.47	11	2012
4	1500	49.25	11	2012
4	1500	48.57	11	2012
4	1500	23.68	11	2012
4	1500	23.75	11	2012
4	1500	25.46	11	2012
4	2000	29	11	2012
4	1500	46.2	12	2012
4	2000	51.5	12	2012
4	2000	50.6	12	2012
4	1500	51.51	12	2012
3	800	42.5	1	2013
3	800	42.35	1	2013
3	800	41.85	1	2013
4	1000	45.01	2	2013
4	1000	53	2	2013
4	1000	48.69	2	2013
4	800	52.88	3	2013
4	800	55.39	3	2013
4	1000	29.4	3	2013
4	1000	29.4	3	2013

PUNTA DE TARDE. LABORABLES

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
5	400	56.07	9	2012
5	500	53.54	9	2012
5	800	58.1	9	2012
5	500	65.1	9	2012
5	800	62	9	2012
5	500	62.8	9	2012
5	500	63.2	9	2012
5	500	62.3	9	2012
5	500	64.1	9	2012
1	2700	63.12	9	2012
1	2700	63.12	9	2012
4	1000	50.8	9	2012
3	1700	53.54	9	2012
4	2900	60.2	9	2012
4	2900	69.69	9	2012
4	2900	70.01	9	2012
5	1300	53.54	9	2012
5	1300	53.54	9	2012
5	1500	60.64	10	2012
5	1500	63.01	10	2012
4	2600	61.12	10	2012
4	2600	62	10	2012
4	2900	60.09	10	2012
4	2900	61.34	10	2012
4	2700	57.05	10	2012
3	3500	60.09	10	2012
3	3500	60.64	10	2012
4	2800	58.89	10	2012
4	2800	60.09	10	2012
4	2500	53.54	10	2012
2	4300	60.09	10	2012
2	3900	58.1	10	2012
4	3500	53.54	10	2012
2	4500	60.09	10	2012
5	3000	56.7	10	2012
4	3000	53.52	10	2012
4	3500	56.4	10	2012
5	2000	53.32	10	2012
4	2000	54	10	2012
2	3500	63.76	10	2012
2	3500	56.7	10	2012
5	1800	51.5	10	2012
4	1500	49.75	10	2012
5	2000	44.44	10	2012
2	3000	53.54	10	2012
5	2000	50.81	10	2012
2	4000	49.51	10	2012
2	4000	53.36	10	2012
2	4000	49.75	10	2012
2	4300	55	10	2012
2	4300	57.71	10	2012
2	4300	56.1	10	2012
4	2500	58	10	2012
2	4000	64.95	10	2012
4	2500	60.17	10	2012
5	2000	53.68	10	2012
4	3500	55	10	2012
5	1200	52.7	10	2012
4	3200	50.91	10	2012
4	2300	49.79	10	2012
5	3000	48.51	10	2012
1	3500	53.7	10	2012
2	2000	49.6	10	2012
4	5000	64.99	10	2012
1	6500	64.99	10	2012
1	6500	75.9	10	2012
4	5000	65.9	10	2012
2	6500	64.99	10	2012
1	6500	70.13	10	2012
2	3500	49.88	10	2012

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
2	3500	50.45	10	2012
1	5000	49.3	11	2012
1	5000	49.47	11	2012
2	6000	58.45	11	2012
1	6000	68.67	11	2012
2	6000	64.99	11	2012
5	2000	41.76	11	2012
5	2000	48.57	11	2012
2	5500	51.23	11	2012
2	5500	53.77	11	2012
2	5500	53.7	11	2012
1	7000	55	11	2012
1	7000	61.1	11	2012
1	7000	57.5	11	2012
2	4500	58.85	11	2012
2	4500	64.99	11	2012
4	4000	59.17	11	2012
5	2500	55	11	2012
2	6000	61.07	11	2012
2	6000	64.99	11	2012
2	6000	59.1	11	2012
4	5000	55.56	11	2012
2	6500	60.13	11	2012
2	6500	62.1	11	2012
2	6500	59.01	11	2012
5	3200	45	11	2012
4	3200	49.5	11	2012
4	3200	46.12	11	2012
4	5300	53.7	11	2012
2	5300	56.2	11	2012
2	5300	55.56	11	2012
4	3200	49.75	11	2012
4	3200	49.98	11	2012
4	3200	49.75	11	2012
2	4800	56.26	11	2012
2	4800	60.91	11	2012
2	4800	60.01	11	2012
2	4500	57.2	11	2012
2	4500	62.23	11	2012
4	3700	58.4	11	2012
4	3900	57.09	11	2012
4	3900	59.12	11	2012
4	3000	58.1	11	2012
2	5000	56.5	11	2012
2	5000	60.17	11	2012
4	3500	55.24	11	2012
4	2500	53.06	11	2012
4	2500	53.7	11	2012
5	2000	53.7	11	2012
4	5500	50	11	2012
1	8500	54.3	11	2012
1	8500	56.69	11	2012
1	8500	55	11	2012
3	5500	55	11	2012
1	6200	49.56	11	2012
1	6200	50.2	11	2012
1	6200	50.3	11	2012
3	5500	50	11	2012
4	5000	45.01	11	2012
2	5500	48.99	11	2012
2	5500	49.5	11	2012
3	4700	49.5	11	2012
2	7500	50	11	2012
2	7500	55	11	2012
2	7500	56.69	11	2012
2	6000	55.4	11	2012
4	5500	50.71	11	2012
4	6500	53.25	11	2012
2	9000	57.57	11	2012
2	9000	61.12	11	2012

PUNTA DE TARDE. LABORABLES

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
2	8500	58.32	11	2012
4	6500	57.57	11	2012
5	4000	61.2	12	2012
2	6000	68.01	12	2012
2	6000	70.01	12	2012
2	6000	65	12	2012
5	4000	65.23	12	2012
2	6400	62.44	12	2012
2	6400	64.4	12	2012
2	6400	61	12	2012
3	6000	62	12	2012
3	6000	68.01	12	2012
3	6000	64.42	12	2012
4	5500	63.69	12	2012
2	5000	57	12	2012
2	5000	58.79	12	2012
2	5000	62.2	12	2012
2	5000	62.2	12	2012
2	5500	56.2	12	2012
2	5500	58	12	2012
2	5500	56.2	12	2012
4	5500	69.13	12	2012
3	5500	70.13	12	2012
3	5500	70.08	12	2012
3	5500	70.13	12	2012
2	7500	76.01	12	2012
2	7500	81.54	12	2012
2	7500	79.05	12	2012
4	6000	80	12	2012
2	7500	72.05	12	2012
2	7500	75.5	12	2012
2	7500	74.2	12	2012
4	6000	72.2	12	2012
5	1000	53.59	12	2012
5	1000	54.01	12	2012
5	1000	53.59	12	2012
2	5000	49.75	12	2012
2	5000	53.59	12	2012
4	3500	49.75	12	2012
4	5500	69.56	12	2012
4	5500	75.81	12	2012
4	5500	73.24	12	2012
4	4500	60.69	12	2012
4	4500	62.74	12	2012
4	4500	60.69	12	2012
3	5000	54.5	12	2012
3	5000	57.03	12	2012
4	4000	53.59	12	2012
2	4500	54.9	12	2012
2	4500	56.15	12	2012
4	3500	53.32	12	2012
2	4500	45.01	12	2012
2	4500	46.51	12	2012
2	4500	45.5	12	2012
2	3000	40	12	2012
2	3000	45	12	2012
2	3000	45	12	2012
4	3000	47.79	12	2012
4	3000	53.59	12	2012
4	3000	51.1	12	2012
4	3000	52.4	12	2012
4	1800	49.69	12	2012
4	1800	52.69	12	2012
5	1300	50.45	12	2012
3	3000	27.15	12	2012
3	3000	39.69	12	2012
3	3000	36.69	12	2012
3	3000	38.69	12	2012
4	2000	50	1	2013
4	2000	58.11	1	2013

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
5	2500	60.32	1	2013
4	4500	69.69	1	2013
4	4500	70.11	1	2013
4	4500	68.91	1	2013
5	3500	70.33	1	2013
3	6000	74.99	1	2013
3	6000	78.04	1	2013
3	6000	78.04	1	2013
3	6000	84.96	1	2013
4	5000	76.07	1	2013
4	4000	67.69	1	2013
3	4000	68.91	1	2013
3	4000	68	1	2013
4	4000	70	1	2013
4	3000	66.11	1	2013
5	2500	70.5	1	2013
5	2500	71.89	1	2013
5	2500	71.57	1	2013
3	3200	74.9	1	2013
5	2500	72.68	1	2013
5	3500	73.91	1	2013
5	3500	76.99	1	2013
5	3500	80.04	1	2013
5	3500	77.02	1	2013
5	3500	78.09	1	2013
5	900	78.69	1	2013
5	900	82.11	1	2013
5	900	80.02	1	2013
4	2400	79.07	1	2013
4	2400	83.94	1	2013
4	2400	75.05	1	2013
5	800	70.1	1	2013
5	800	72.69	1	2013
5	800	70.21	1	2013
3	2700	63.02	1	2013
3	2700	67.83	1	2013
3	2700	67.22	1	2013
3	1500	58	1	2013
3	1500	68.64	1	2013
3	1500	64	1	2013
3	1500	72.19	1	2013
3	1500	73.59	1	2013
3	1500	72.03	1	2013
3	3000	50.06	1	2013
3	3000	65	1	2013
3	3000	63	1	2013
3	3500	59.9	1	2013
3	3500	76.24	1	2013
3	3500	71.6	1	2013
3	3800	73.59	1	2013
3	3800	83.2	1	2013
4	3800	84.8	1	2013
4	5000	81.98	1	2013
4	5000	82.09	1	2013
4	5000	80.13	1	2013
5	2500	69.72	1	2013
5	2500	80.09	1	2013
5	2500	78.91	1	2013
5	2500	76.98	1	2013
4	3500	66.05	1	2013
3	3500	76.98	1	2013
3	3500	72.03	1	2013
4	3000	62.13	1	2013
4	3000	70	1	2013
4	3000	67.47	1	2013
4	5000	65	1	2013
4	5000	81	1	2013
4	5000	80.09	1	2013
4	3000	81.15	2	2013
4	3000	81.15	2	2013

PUNTA DE TARDE. LABORABLES

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
4	3000	89	2	2013
4	1500	58.93	2	2013
4	1500	53.01	2	2013
2	5000	71.1	2	2013
2	5000	70.57	2	2013
4	5000	75.41	2	2013
3	3800	50.03	2	2013
4	3800	50.79	2	2013
4	3800	53.78	2	2013
4	3500	62.68	2	2013
4	3500	60.43	2	2013
4	4000	75.41	2	2013
4	4000	66.88	2	2013
4	4000	71.12	2	2013
4	3500	65.02	2	2013
4	3500	64.43	2	2013
4	3500	65.01	2	2013
4	4300	72.61	2	2013
4	4300	71.57	2	2013
4	4300	73.4	2	2013
4	3500	71.5	2	2013
4	3500	72.15	2	2013
4	3500	75.02	2	2013
5	3000	75.02	2	2013
5	3000	75.02	2	2013
5	3000	73.57	2	2013
4	4400	73.96	2	2013
4	4400	75.36	2	2013
4	4400	80.13	2	2013
4	3000	71.65	2	2013
4	3000	67.69	2	2013
5	2200	62	2	2013
5	2200	61.44	2	2013
5	3400	62.96	2	2013
5	3400	58.63	2	2013
4	3200	70.1	2	2013
4	3200	70.13	2	2013
4	4500	71.1	2	2013
4	4500	70.04	2	2013
4	4500	68.38	2	2013
5	1300	54.22	2	2013
5	1300	54.6	2	2013
4	2600	65	3	2013
4	2600	62.18	3	2013
5	1000	56	3	2013
5	1000	56	3	2013
4	4700	79.41	3	2013
4	4700	70.57	3	2013
4	4700	67.01	3	2013
5	3000	55	3	2013
5	3000	51	3	2013
4	2600	53.93	3	2013
4	2600	50	3	2013
5	2000	52.39	3	2013
5	2000	50.13	3	2013
2	6000	74.5	3	2013
2	6000	90	3	2013
2	6000	90	3	2013
5	1000	28.6	3	2013
5	1000	29.1	3	2013
2	5000	49.7	3	2013
2	5000	67.14	3	2013
2	5000	65.01	3	2013
2	6000	90	3	2013
2	6000	90	3	2013
2	6000	90	3	2013
4	3500	37.66	3	2013
4	3500	51.18	3	2013
4	3500	57	3	2013
2	6000	69.69	3	2013

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
2	6000	69	3	2013
2	6000	63.55	3	2013
4	4000	70.11	3	2013
4	4000	70.11	3	2013
1	2800	52.03	3	2013
1	2800	53.2	3	2013
1	3000	42.1	3	2013
1	3000	42.1	3	2013
1	2000	25	3	2013
1	2000	30	3	2013
1	2000	29.27	3	2013
1	4700	36.5	3	2013
1	4700	41.77	3	2013
1	4700	40.03	3	2013
1	3700	25.25	3	2013
1	3700	34	3	2013
1	3700	35.02	3	2013
1	5500	25.9	4	2013
1	5500	26	4	2013
1	6000	50	4	2013
1	6000	50	4	2013
1	2500	25.13	4	2013
1	2500	27.13	4	2013
1	2000	4	4	2013
1	2000	7	4	2013
1	3500	15	4	2013
1	3500	25	4	2013
1	3000	23	4	2013
1	3000	30	4	2013
3	3200	46.5	4	2013
3	3200	54	4	2013
3	3200	90	4	2013
2	4000	60	4	2013
2	4000	69	4	2013
1	5300	45	4	2013
1	5300	51.03	4	2013
2	2000	29	4	2013
2	2000	34	4	2013
2	2000	35.13	4	2013
2	2000	41	4	2013
2	2000	45.6	4	2013
2	2000	49.55	4	2013
5	1000	43.06	4	2013
5	1000	47	4	2013
1	2700	49.55	4	2013
1	2700	50.12	4	2013
1	2800	49.42	5	2013
1	2800	65	5	2013
2	2000	49.2	5	2013
2	2000	51.64	5	2013
5	500	50.01	5	2013
5	500	51.02	5	2013
4	2000	53.02	5	2013
4	2000	57.42	5	2013
3	1400	54.35	5	2013
3	1400	57.89	5	2013
5	1000	49	5	2013
5	1000	51.03	5	2013
5	800	51.03	5	2013
5	800	53.11	5	2013
2	1500	40.02	5	2013
2	1500	45.81	5	2013
4	2000	46.1	5	2013
4	2000	47.06	5	2013
5	1500	53.2	5	2013
5	1500	54	5	2013

PUNTA DE TARDE. SÁBADOS

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
5	300	60.09	9	2012
5	600	67.45	9	2012
5	300	58.22	9	2012
5	500	61.42	9	2012
4	2500	55	10	2012
4	1900	59.95	10	2012
4	2500	53.21	10	2012
3	3000	57.19	10	2012
4	2500	61	10	2012
5	1500	49.75	10	2012
4	2500	53.02	10	2012
5	1500	53.7	10	2012
1	3500	65.04	11	2012
1	3500	65	11	2012
5	1500	49.98	11	2012
4	3000	52.1	11	2012
4	3000	50.81	11	2012
4	3000	50.45	11	2012
4	2400	55.23	11	2012
4	2400	56.01	11	2012
4	2400	53.7	11	2012
2	5500	54.3	11	2012
2	5500	65.23	11	2012
2	5500	76.37	11	2012
2	5500	66.85	11	2012
4	4000	55.02	12	2012
4	4500	61	12	2012
4	4500	60.25	12	2012
4	4000	55.69	12	2012
5	2400	54.08	12	2012
5	2400	55.02	12	2012
5	2400	57.2	12	2012
4	3500	55.81	12	2012
3	3500	60.26	12	2012
3	3500	58.31	12	2012
4	3500	58.32	12	2012
4	3500	47.2	12	2012
4	3500	49.75	12	2012
4	3500	49.75	12	2012
5	3000	48.75	12	2012
4	2500	65.96	1	2013
4	2500	65	1	2013
4	2500	60.01	1	2013
5	1000	29	2	2013
5	1000	29.19	2	2013
5	1000	29.03	2	2013
4	4000	71.12	2	2013
4	4000	89	2	2013
4	4000	90	2	2013
5	2500	75.96	2	2013
5	2500	78.16	2	2013
5	2500	77.76	2	2013
4	4000	56.46	2	2013
4	4000	60.01	2	2013
4	4000	58.01	2	2013
4	4000	70.1	3	2013
4	4000	64.91	3	2013
5	4000	64.7	3	2013
5	1500	37	3	2013
5	1500	37	3	2013
3	5500	59.8	3	2013
3	5500	58.96	3	2013
3	5500	60.01	3	2013
1	2500	0.09	4	2013
1	2500	10.8	4	2013
1	2500	24.69	4	2013
1	2500	33.6	4	2013
3	1800	52.15	5	2013
3	1800	51.02	5	2013

PUNTA DE TARDE. DOMINGO/FESTIVO

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
5	400	64.69	9	2012
5	400	66.2	9	2012
5	800	58.4	9	2012
5	800	65.09	9	2012
4	2300	61.12	9	2012
4	3000	69.87	9	2012
4	2300	65.12	9	2012
5	800	57.19	10	2012
5	300	63.13	10	2012
3	1000	34.07	10	2012
3	1000	48.23	10	2012
3	1500	49.75	10	2012
3	2000	54.1	10	2012
3	1500	60.03	10	2012
1	3500	45.31	10	2012
1	4500	55	10	2012
1	3500	61.43	10	2012
1	2400	50.15	11	2012
1	2400	49.54	11	2012
1	2400	50.45	11	2012
4	2000	45.3	11	2012
4	2000	45.98	11	2012
4	2000	49.65	11	2012
2	4500	55.56	11	2012
2	4500	57.2	11	2012
2	4500	64.99	11	2012
3	2500	49.13	11	2012
3	2500	49.8	11	2012
3	3100	51.09	11	2012
3	3100	52.08	11	2012
4	4500	60	12	2012
3	5500	65	12	2012
3	5500	68	12	2012
3	5500	69.85	12	2012
4	5900	65.13	12	2012
3	5900	70.05	12	2012
3	5900	70.13	12	2012
4	5900	75.69	12	2012
4	2500	48.31	12	2012
4	2500	53.59	12	2012
4	2500	58.34	12	2012
5	2000	56.07	12	2012
4	2000	29.66	12	2012
4	2000	37.01	12	2012
4	2000	42.23	12	2012
5	2000	43.45	12	2012
3	4000	49.09	12	2012
3	4000	51.1	12	2012
3	4000	59.02	12	2012
3	4000	84.2	12	2012
4	3500	69.45	1	2013
4	3500	73.23	1	2013
4	3500	78.09	1	2013
4	3500	80	1	2013
3	3000	42.1	1	2013
3	3000	56.63	1	2013
3	3000	50.73	1	2013
3	3000	46.48	1	2013
3	3500	50	2	2013
3	3500	56.69	2	2013
3	3500	60.69	2	2013
3	3500	59.85	2	2013
5	500	53.11	2	2013
5	500	59.96	2	2013
5	500	62.43	2	2013
3	6300	48.01	2	2013
3	6300	62.43	2	2013
3	6300	63.68	2	2013
5	3000	63.9	3	2013
5	3000	62.68	3	2013

Patrón	Necesidades	Precio MD	Mes	Año
5	3000	58	3	2013
4	4100	52.26	3	2013
4	4100	51.18	3	2013
4	4100	50	3	2013
3	1000	21	3	2013
3	1000	26.6	3	2013
1	3600	4.2	3	2013
1	3600	15	3	2013
1	3500	7	4	2013
1	3500	15	4	2013
1	2200	3.6	4	2013
1	2200	25	4	2013
1	2500	60	5	2013
1	2500	69.43	5	2013
2	3500	47.95	5	2013
2	3500	59.95	5	2013

Capítulo 8

8 REFERENCIAS

- [1] Antonio Gómez Expósito, “Análisis Y Operación De Sistemas De Energía Eléctrica”, McGraw-Hill / Interamericana de España, s.a., 2002.
- [2] <http://www.esios.ree.es/web-publica/>
- [3] Jose Eduardo Moreda Diaz, apuntes de la asignatura de máster “Economía y mercados energéticos”, ICAI-ENDESA.
- [4] Red Eléctrica de España, “Foro Informativo sobre el Procedimiento de Operación 3.9 “Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir”, 2012.
- [5] Gestión de la Energía, unidad de programación, “seminario ¿Cómo rentabilizar los ciclos combinado en España?”, ENDESA.
- [6] Jose Manuel de Vega, apuntes de la asignatura de máster “Generación térmica avanzada”, ICAI-ENDESA.
- [7] Procedimiento de Operación de Red Eléctrica de España PO.3.9. “Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir”.
- [8] Julio Usaola, apuntes de la asignatura de carrera “Regulación de sistemas eléctricos”, Universidad Carlos III de Madrid.
- [9] Michéle AMELOT, “Programar en Excel: Macros y Lenguaje VBA, Ediciones Eni, 2007.
- [10] Juan Diego Gutiérrez Gallardo, “Visual Basic 6”, ANAYA, 2002.

