

Diseño y análisis de mecanismos de participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español

TAREA 1.1

Identificación de programas de Respuesta de la Demanda

Análisis de productos existentes en Europa y EE.UU.

Fecha: 13/01/2020



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Proyecto financiado por



Título del documento	Identificación de programas de Respuesta de la Demanda
-----------------------------	--

Autores	
Manuel Alcázar Ortega (Dir.)	
David Ribó Pérez (Coord.)	
Luis Larrosa López	

Tarea	Título de la tarea
1.1	Identificación de programas de respuesta de la demanda

Nivel de distribución	
<input checked="" type="checkbox"/> PU, Público	
<input type="checkbox"/> CO, Confidencial	

Estado	
<input type="checkbox"/> En proceso	
<input type="checkbox"/> En revisión	
<input checked="" type="checkbox"/> Aprobado	

Historial				
Versión	Autor	Fecha creación	Revisado por	Fecha revisión
1.0	Luis Larrosa	08/12/2019		
1.1			David Ribó	11/12/2019
1.2			Manuel Alcázar	13/01/2020

Más información	https://demandaoperable.blogs.upv.es/
------------------------	---

Para citar este documento:

M. Alcázar Ortega, D. Ribó Pérez, L. Larrosa López. "Tarea 1.1. Identificación de programas de respuesta de la demanda". *Diseño y análisis de mecanismos de participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español. Universitat Politècnica de València. Fundación Iberdrola. Valencia, 2020.*

RESUMEN EJECUTIVO

La Respuesta de la Demanda es un recurso de uso creciente en la Unión Europea, cuyos estados miembros llevan varios años desarrollando proyectos piloto y modificando las normas que rigen sus mercados para adaptarlos a la nueva tendencia, marcada por las indicaciones de la Comisión Europea (Reglamento UE 2017/2195). Sin embargo, este desarrollo es desigual. Países como Francia, el Reino Unido, Bélgica o Irlanda tienen una trayectoria y experiencia considerables en el desarrollo de productos de Respuesta de la Demanda adaptados a los servicios de ajuste del sistema, mientras que otros países como España, Portugal o Italia han empezado a trabajar en esta línea recientemente, con muchos de sus mercados cerrados a este tipo de servicios todavía.

En el presente informe se han identificado diversos programas de Respuesta de la Demanda europeos y estadounidenses. Se ha analizado la existencia de una tendencia compartida por la mayoría de los países europeos, con tamaños mínimos de oferta y tiempos de respuesta bastante similares en muchos casos, especialmente en los mercados de capacidad y regulación terciaria. Por otro lado, en Estados Unidos, la mayoría de los ISOs y RTOs cuentan con un amplio catálogo de productos diseñados para cubrir parte de las necesidades de regulación, algunos de los cuales tienen características particulares, como tiempos de respuesta subastables o activaciones basadas en criterios económicos.

A falta de un estudio de replicabilidad, que se desarrollará en la Tarea 1.2 de este proyecto, en principio muchos de los programas o de sus características podrían ser aplicables al sistema eléctrico español. En ese sentido, se ha prestado especial interés en analizar elementos que podrían trasladarse a los servicios de Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria.

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	3
1. INTRODUCCIÓN	8
2. TERMINOLOGÍA ENTSO-E	9
3. PRODUCTOS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA EN EUROPA	11
3.1. ALEMANIA	11
3.1.1. <i>Reserva de Control Primario</i>	11
3.1.2. <i>Reserva de Control Secundario</i>	11
3.1.3. <i>Reserva de minuto</i>	12
3.2. BÉLGICA.....	12
3.2.1. <i>Reserva primaria a subir</i>	12
3.2.2. <i>Reserva terciaria</i>	13
3.2.3. <i>Servicio de Interrumpibilidad</i>	13
3.2.4. <i>Reservas estratégicas</i>	13
3.3. DINAMARCA.....	14
3.3.1. <i>Reserva Primaria</i>	14
3.3.2. <i>Reserva Terciaria</i>	14
3.4. FINLANDIA	15
3.4.1. <i>Reserva para la perturbación de la frecuencia controlada</i>	15
3.4.2. <i>Reserva de Restauración de la frecuencia (manual)</i>	15
3.4.3. <i>Reservas estratégicas</i>	16
3.5. FRANCIA	16
3.5.1. <i>Regulación primaria</i>	16
3.5.2. <i>Regulación Secundaria</i>	16
3.5.3. <i>Reservas rápidas y complementarias</i>	17
3.6. HOLANDA	17
3.6.1. <i>Capacidad de Regulación</i>	17
3.6.2. <i>Capacidad de Reserva</i>	18
3.7. IRLANDA	18
3.7.1. <i>STAR (Respuesta Activa a Corto Plazo)</i>	18
3.7.2. <i>DSU (Unidad de la Demanda, Mercado de Capacidad)</i>	18
3.7.3. <i>Powersave</i>	19
3.8. REINO UNIDO.....	19
3.8.1. <i>Regulación Primaria</i>	19
3.8.2. <i>FCDM. Control de Frecuencia mediante Gestión de la Demanda</i>	19
3.8.3. <i>Programa STOR</i>	20
3.8.4. <i>Reserva Rápida</i>	20

3.8.5. Demanda a subir	21
3.9. SUECIA.....	21
3.9.1. Regulación Primaria	21
3.9.2. Mercado de Potencia de Regulación.....	21
3.9.3. Reservas Estratégicas.....	22
3.10. SUIZA.....	22
3.10.1. Regulación Primaria	22
3.10.2. Regulación Secundaria	22
3.10.3. Regulación Terciaria	23
4. PRODUCTOS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA EN ESTADOS UNIDOS.....	24
4.1. INTRODUCCIÓN	24
4.2. PJM	25
4.2.1. Respuesta Económica de la Carga (Reservas sincronizadas).....	25
4.2.2. Respuesta Económica de la Carga (Regulación).....	25
4.2.3. Respuesta Máxima de la Carga para Emergencias (Capacidad).....	25
4.3. NYISO.....	25
4.3.1. Programa de Respuesta de la Demanda en Servicios Complementarios (DSASP-10 y DSASP-30)	26
4.3.2. Programa de Respuesta de la Demanda en Servicios Complementarios (DSASP - Regulación)	26
4.3.3. Recursos de Capacidad Instalada Para Casos Especiales.....	26
4.4. MISO.....	26
4.4.1. Recurso de Respuesta de la Demanda. Reserva	27
4.4.2. Recurso de Respuesta de la Demanda. Regulación.	27
4.4.3. Recurso de Modificación de la Carga	27
4.5. ISO-NE	27
4.5.1. Recursos de la Demanda.....	27
4.5.2. Demanda Relacionada con Activos Gestionables.....	28
4.6. ERCOT.....	28
4.6.1. ERS no sensible al tiempo	28
4.6.2. ERS sensible al tiempo.....	29
4.6.3. Recursos de Carga No Controlable	29
4.6.4. Recursos de Carga controlable.....	29
5. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES	30
6. BIBLIOGRAFÍA.....	35
ANEXO I: CATÁLOGO DE PRODUCTOS DE DR EN EUROPA Y EE.UU.	36

LISTA DE ACRÓNIMOS

ENTSO-E	Red de Operadores del Sistema de Transmisión de Europeos
DSU	<i>Demand Side Unit</i> (PRD del mercado de capacidad irlandés)
ERCOT	<i>Electric Reliability Council of Texas</i> (ISO del estado de Texas)
ERS	<i>Emergency Response Service</i> (Servicio de Respuesta de Emergencia)
FCDM	<i>Frequency Control by Demand Management</i> (Programa RD británico)
FCR	Reserva de Contención de la Frecuencia
FRR	Reserva de Restauración de la Frecuencia
I+D	Investigación y Desarrollo
IRC	<i>ISO/RTO Council</i> (Asociación de OS norteamericanos)
ISO	<i>Independent System Operator</i> (Operador del Sistema estadounidense que, en principio, opera en un único estado)
ISO-NE	<i>Independent System Operator - New England</i>
MISO	<i>Midcontinent Independent System Operator.</i>
NYISO	<i>New York Independent System Operator</i> (ISO que opera en el Estado de Nueva York)
OS	Operador del Sistema
PJM	<i>Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection LLC</i> (RTO que opera en 13 estados de EE.UU)
PRD	Proveedor de Respuesta de la Demanda
RD	Respuesta de la Demanda
RR	Reserva de Repuesto o Reemplazo
RTE	<i>Réseau de Transport d'Électricité</i> (OS francés)
RTO	<i>Regional Transmission Organization</i> (Operador del Sistema de Transporte estadounidense que opera en varios estados)
SEDC	<i>Smart Energy Demand Coalition</i> (Asociación de negocios europea)
SDR	<i>Strategic Reserve Demand Side</i> (Producto de RD belga)
STAR	<i>Short-Term Active Response</i> (Programa de RD irlandés)
STOR	<i>Short-Time Operation Reserve</i> (Programa RD británico)
UE	Unión Europea



LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Principales mercados de electricidad y OS europeos [4].	10
Figura 2: Operadores del sistema miembros del IRC [7]	24

1. INTRODUCCIÓN

El objeto de este informe es presentar un catálogo con los diferentes productos de Respuesta de la Demanda (RD) vigentes en los países europeos donde este servicio está más desarrollado, así como aquellos productos ofrecidos por los diferentes operadores del sistema de los Estados Unidos. Además de exponer las principales características de cada uno de estos productos, se pretende identificar aquellos que tengan mayor aplicabilidad a los servicios de gestión de desvíos y regulación secundaria y terciaria del sistema eléctrico español.

Durante el informe se hace referencia constantemente a los Proveedores de Respuesta de la Demanda (PRD). Estas unidades son consumidores habilitados para ofrecer un servicio de subida o bajada de potencia cuando el operador del sistema así lo requiera, siendo compensados por ello mediante diferentes formas de retribución.

En el apartado de Análisis y Conclusiones (5) se analizan algunas de las características de sistema eléctrico de un país que favorecen o dificultan la intromisión de la Respuesta a la Demanda (RD) en los mercados de ajuste, así como los rasgos más llamativos de los productos estudiados.

Para la caracterización de los productos europeos, se ha utilizado el informe de la SEDC “*Explicit Demand Response in Europe. Mapping the markets 2017*” [1], mientras que para los productos estadounidenses se ha utilizado el Excel elaborado anualmente por IRC “*North American Wholesale Electricity Demand Response Program Comparison*” [2].

En el Anexo I del documento se recogen en una tabla, a modo de resumen, todos los productos estudiados con sus principales características, clasificados por país y por su nomenclatura en la ENTSO-E. Esta nomenclatura queda explicada en el punto 2.

2. TERMINOLOGÍA ENTSO-E

ENTSO-E son las siglas en inglés para “Red de Operadores del Sistema de Transmisión de Electricidad Europeas” (en inglés *European Network of Transmission System Operators for Electricity*). Se trata de una asociación de 43 Operadores del Sistema (OS) de 36 países europeos fundada en 2009 por la Comisión Europea para ampliar la liberalización de los mercados de gas y electricidad en la Unión Europea [3].

Los principales objetivos de la ENTSO-E son la mejor integración de las Energías Renovables en el sistema energético europeo y el desarrollo de una mayor flexibilidad de sus mercados, poniendo especial énfasis en el consumidor. En esta línea, la ENTSO-E pretender avanzar en el cambio a un modelo más sostenible y flexible sin descuidar la seguridad de suministro.

Con tales fines, esta asociación se encarga de coordinar la cooperación técnica e intercambio de información de los distintos OS, publicar informes sobre el estado de cada sistema energético y coordinar los planes de I+D e innovación.

La mayoría de informes y artículos que analizan los mercados de balance europeos o, más concretamente, los productos de RD vigentes o de implementación inminente en distintos países hacen referencia a la nomenclatura fijada por ENTSO-E. La Tabla 1 recoge las definiciones y especificaciones técnicas que la ENTSO-E da a cada uno de los procesos de balance considerados [4].

Tabla 1: Nomenclatura de la ENTSO-E para los principales servicios de balance

Nombre (<i>inglés y español</i>)	Finalidad	Tiempo de respuesta
<i>Frequency Containment Reserve (FCR)</i> Reserva de Contención de la Frecuencia	Reservas de potencia activa disponibles para mantener la frecuencia del sistema tras un desequilibrio	Antes de 30 segundos
<i>Automatic/Manual Frequency Restoration Reserve (aFRR/mFRR)</i> Reserva de Restauración de la Frecuencia automática/manual	Reservas de potencia activa disponibles para restaurar la frecuencia a su valor de referencia y reemplazar la Reserva de Contención de la Frecuencia activada previamente	Entre 30 segundos y 15 minutos
<i>Replacement Reserve (RR)</i> Reserva de Repuesto o Reemplazo	Reservas de potencia activa disponibles para reemplazar la Reserva de Restauración de la Frecuencia, devolviéndole su disponibilidad para futuros desequilibrios	Mínimo 15 minutos

Además de la nomenclatura explicada en la Tabla 1, muchos Operadores del Sistema de diferentes países (como REE o RTE) utilizan los conceptos de Regulación Primaria, Secundaria y Terciaria para hacer referencia a los servicios de Reserva de Contención de la Frecuencia, Reserva de Restauración de la Frecuencia y Reserva de Repuesto, respectivamente [5].

A modo de contextualización, en la Figura 1 se han representado los principales mercados de electricidad europeos junto con los Operadores del Sistema cuyos productos han quedado recogidos por el presente documento.

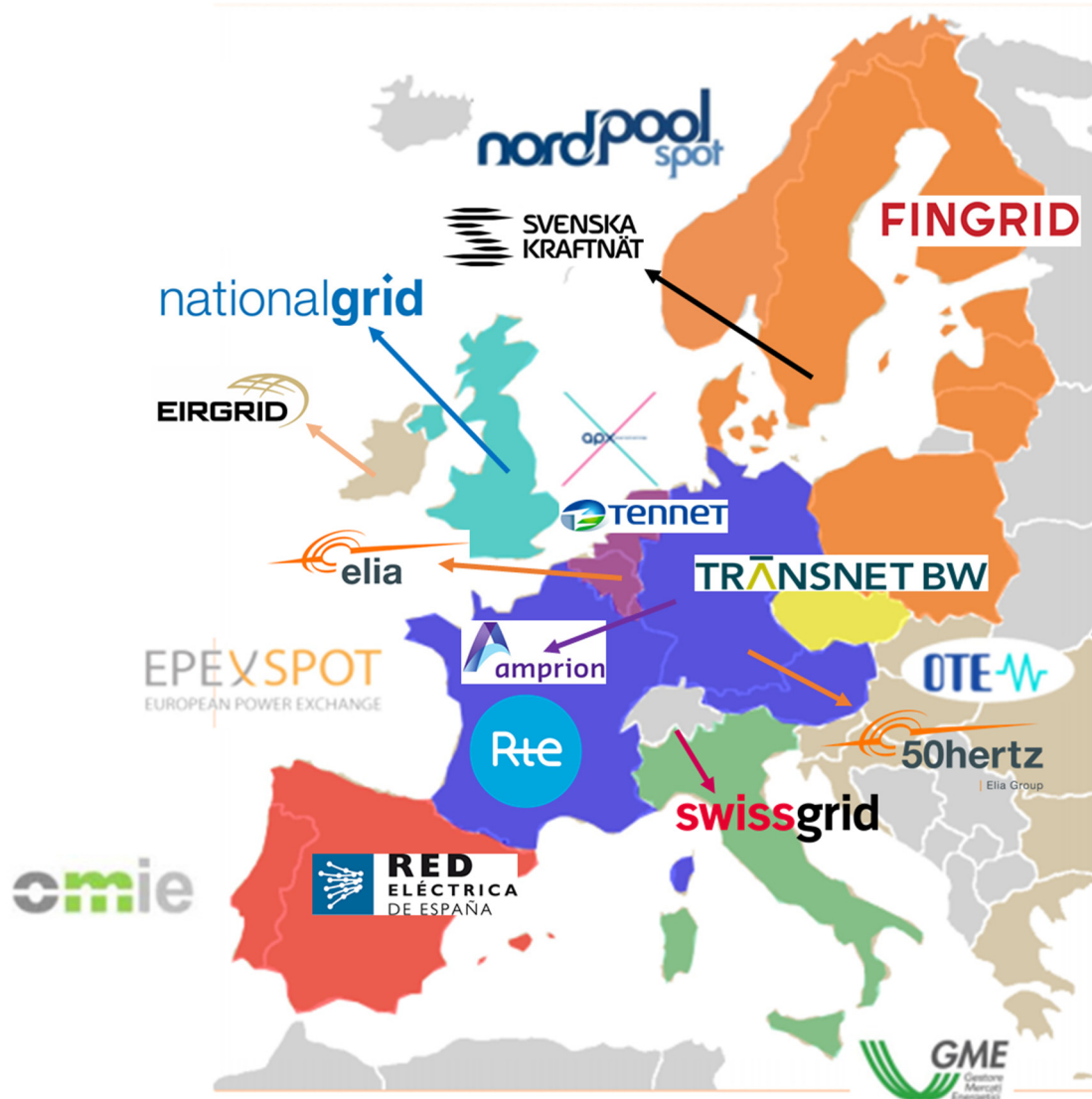


Figura 1: Principales mercados de electricidad y OS europeos [4].

3. PRODUCTOS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA EN EUROPA

En el presente capítulo se analizan los productos de respuesta de la demanda actualmente disponibles en algunos países europeos. La información desarrollada en cada uno de los apartados de este capítulo se encuentra disponible también, de forma esquemática, en el Anexo I de este informe. Adicionalmente, en dicho anexo se incluye el tamaño mínimo de las ofertas de RD en los mercados diario e intradiario de los diferentes países analizados.

A continuación, se procede a la enumeración y descripción de los productos estudiados, clasificados por países europeos ordenados alfabéticamente. En todos los casos la agregación de la demanda está permitida, salvo que se indique lo contrario. Este parámetro ha sido considerado esencial para la viabilidad de la implementación de la RD y por tanto la inmensa mayoría de mercados abiertos a la gestión de la demanda permiten su agregación, aunque hay algunas excepciones.

3.1. Alemania

3.1.1. Reserva de Control Primario

Alemania participa junto con Suiza, Bélgica, Francia, Austria y Dinamarca un mercado de regulación primaria unido. Las ofertas en este mercado tienen un tamaño mínimo de 1 MW. El tiempo de notificación es de 30 segundos, con una activación automática que se puede repetir varias veces al día. La retribución se hace únicamente por disponibilidad, cuyo precio se basa en el resultado de unas subastas semanales.

La penalización en este y en los demás servicios alemanes se basa en los costes por desajustes del sistema, pudiendo llegarse a la expulsión del mercado por parte del operador del sistema.

3.1.2. Reserva de Control Secundario

La regulación secundaria en Alemania requiere un tamaño de oferta mínimo de 5 MW, las cuales son presentadas en subastas semanales, y su programación divide las acciones en bloques de 12 horas. Estos aspectos están pendientes de revisión, y se prevén cambios hacia un modelo más flexible, con una nueva división en 6 bloques de 4 horas y una reducción de la oferta mínima, que pasaría a ser 1 MW. Además, se plantea la posibilidad de cambiar al modelo de subastas diarias.

El tiempo de notificación es de 5 minutos, siendo la activación automática y pudiéndose repetir varias veces al día. Cuando un PRD resulta adjudicatario se

compromete a ofrecer el servicio durante toda la duración del bloque correspondiente (duran 12 horas, pero son susceptibles de reducirse a 4).

La retribución se hace por dos conceptos:

- Pago por disponibilidad, basado en el resultado de la subasta.
- Pago por energía, basado en el mecanismo de pago *pay-as-bid*.

3.1.3. Reserva de minuto

La reserva mínima se organiza a partir de una subasta diaria, solamente durante días laborables, y su programación se estructura en 6 bloques de 4 horas. Al resultar adjudicataria, el PRD participante debe estar disponible durante las 4 horas que dura el bloque asignado. El tamaño mínimo de las ofertas es de 5 MW, aunque se espera una reducción hasta 1 MW. El tiempo de notificación es de 15 minutos, y la activación es automática, por orden de precios ofertados, y se puede repetir varias veces al día.

La retribución de este servicio se hace siguiendo el mismo principio seguido en la retribución de la reserva de control secundario, con la excepción de que las subastas tienen carácter diario.

3.2. Bélgica

El tamaño mínimo para todos los tipos de ofertas es de 1 MW.

3.2.1. Reserva primaria a subir

Los PRD que ofertan este servicio solo están obligados a ajustar su consumo (de forma automática) cuando la desviación de la frecuencia supera los 100 mHz, y esta acción debe poder mantenerse durante 15 minutos sin interrupciones.

Aunque no hay un límite para el número de activaciones, el servicio puede darse como máximo durante 80 minutos al año.

Un mismo pago cubre la activación y la provisión del servicio, el cual es evaluado a posteriori, a través del análisis de la variación de la frecuencia observada por *Elia*, el OS belga. El pago se hace únicamente por disponibilidad y se encuentra entre los 5 y los 6 €/MW/h.

Hay dos productos para la reserva de primaria a subir:

- Para desvíos superiores a 100 mHz donde el tiempo de respuesta debe ser como máximo 15 segundos
- Para desvíos superiores a 200 mHz donde el tiempo de respuesta debe ser como máximo 30 segundos

La penalización del servicio se calcula con el 130 % del precio de remuneración.

3.2.2. Reserva terciaria

Este producto compite con el producto de reserva terciaria de generación. El tamaño mínimo de la oferta es de 1 MW, con un tiempo de notificación de 15 minutos. La activación se hace por control remoto y suele darse unas 40 veces al año. La duración de la activación puede ser como máximo 2 horas, con un mínimo de 12 horas entre dos interrupciones.

Solo se recibe un pago por capacidad, sometido a un precio que se obtiene a partir de una subasta. El pago se encuentra alrededor de los 3 €/MW/h.

Para el cálculo del consumo de referencia, se mide el consumo un cuarto de hora antes de que la acción se llevara a cabo, requiriendo por tanto la instalación de un medidor.

La penalización se hace nuevamente a un precio igual al 130 % del precio de la remuneración.

3.2.3. Servicio de Interrumpibilidad

Esta acción se activa por control remoto y su tiempo de notificación es de 3 minutos. Además, deben pasar al menos 24 horas entre una acción y otra, y respecto a la duración de la misma, se ofrecen 3 alternativas de producto:

- A4: la acción dura 4 horas y el tiempo máximo anual es de 16 horas.
- A8: la acción dura 8 horas y el tiempo máximo anual es de 24 horas.
- A12: la acción dura 12 horas y el tiempo máximo anual es de 24 horas.

En este servicio hay un pago por capacidad alrededor de 1-2 €/MW/h y un pago por uso vinculado a subasta, con un precio mínimo de 75 €/MWh.

La penalización en este caso se hace al 120 % del precio de la remuneración, en caso de que más del 3% de la reserva falle.

3.2.4. Reservas estratégicas

La activación de este servicio es manual. SDR son las siglas en inglés para Recursos Estratégicos de la Demanda. Hay dos productos de reservas estratégicas diferenciados por la duración máxima de la acción y el tiempo mínimo que debe transcurrir entre dos acciones:

- SDR_4: La acción puede durar desde 1 hasta 4 horas, y por lo menos deben transcurrir 4 horas entre una acción y otra (máximo 40 activaciones por año).
- SDR_12: La acción puede durar desde 1 hasta 12 horas, y por lo menos deben transcurrir 12 horas entre una acción y otra (máximo 20 activaciones por año).

Se da una remuneración por la capacidad (a precios desconocidos) y una remuneración por el uso de energía, a unos 68 €/MWh, siendo este precio

resultante de una subasta anual. El tiempo de notificación debe ser de al menos 6 horas y media.

3.3. Dinamarca¹

3.3.1. Reserva Primaria

En Dinamarca existen dos zonas de regulación llamadas DK1 y DK2. Cada zona tiene una serie de particularidades y la forma de gestionar la regulación tiene una serie de particularidades entre una zona y otra.

En el caso de la zona DK1, la regulación primaria requiere tiempos de respuesta demasiado cortos y activaciones demasiado frecuentes para la mayoría de los recursos de RD, salvo algunas calderas eléctricas de gran tamaño.

En cuanto a la zona DK2, se exige una respuesta de 5 segundos con el 50% de la potencia total a entregar (o reducir) y pasados los 25 segundos la acción debe alcanzar el 100 %.

El valor mínimo de la oferta es de 0,3 MW y la activación es automática. Para la retribución del servicio se perciben dos pagos:

- Pago por capacidad. Con un precio comprendido entre 6.700 €/MW/mes y 33.600 €/MW/mes
- Pago por energía. Obtenido como una cierta parte del pago por desvíos que realizan aquellos consumidores y productores que no cumplieron con las responsabilidades adquiridas en el mercado.

3.3.2. Reserva Terciaria

La RD en la reserva terciaria danesa está compuesta por calderas eléctricas de gran potencia instaladas en plantas de calefacción distribuida en Dinamarca, algunas de las cuales participan también en regulación primaria.

Este tipo de RD es posible gracias a las plantas de cogeneración y a los grandes acumuladores de calor, que favorece un alto grado de flexibilidad

Las reglas en este caso se aplican de la misma forma en la zona DK1 y DK2. La mayor barrera en este servicio es el tamaño mínimo de la oferta (5 MW). Otra barrera importante es la necesidad de disponer de un centro de control operativo de forma continua, con su correspondiente elevado coste de inversión.

El tiempo de notificación es de 15 minutos, y la activación es de tipo manual y se realiza atendiendo al precio de las ofertas. El número de activaciones

¹ La tasa de cambio utilizada es de 1€ = 7,45 DKK

depende en gran medida del precio ofertado, pasando de activaciones diarias a solo unas pocas a lo largo del año.

La retribución a este servicio se hace por dos términos:

- Pago por capacidad. En el caso de la zona DK1 se da un pago de aproximadamente 1.340 €/MW/mes mientras que en la zona DK2 depende del contrato a largo plazo establecido con las comercializadoras.
- Pago por energía. En ambos casos se hace atendiendo al precio ofertado en las subastas diarias.

3.4. Finlandia

La agregación en la generación en un grupo de ajuste es bastante común. La mayoría de recursos de generación se agrupan para hacer una oferta conjunta en el mercado, especialmente

3.4.1. Reserva para la perturbación de la frecuencia controlada

Este producto es el único en Finlandia para el cual no es necesario que los agregadores independientes lleguen a un acuerdo con la comercializadora del consumidor, facilitando el desarrollo de los recursos de la demanda para los servicios de ajuste. Existen diferentes productos y para cada uno hay un tiempo de notificación y tipo de activación diferente:

- FCR-D lineal: el tiempo de notificación es de 5 o 30 segundos y la activación es automática cuando la frecuencia es inferior a los 49,9 Hz. Se puede activar varias veces al día.
- FCR-D *on-off*: el tiempo de notificación es de 5, 3 o 1 segundo y la activación se hace cuando la frecuencia es inferior a 49,7; 49,6; o 49,5 Hz, respectivamente. Se puede activar varias veces al año.

Para ambos productos se establece únicamente un pago por capacidad, cuyo precio se determina a partir de subastas anuales y tiene un valor aproximado de 4,7 €/MW/h. El tamaño mínimo de oferta es de 1 MW. Las penalizaciones afectan a los pagos por capacidad.

3.4.2. Reserva de Restauración de la frecuencia (manual)

La DR representa alrededor de una cuarta parte de la capacidad total de este servicio. El tiempo de notificación es de 15 minutos y la activación es manual y se realiza en el orden de a una vez al año.

Solamente se da un pago por energía, cuyo precio se establece según mecanismos de mercado, estableciéndose un precio marginal para las ofertas de cada hora. El tamaño mínimo de la oferta es de 10 MW.

Enmarcada dentro de este producto, existe también la variante de mercado de ajuste, con la diferencia de que la activación está basada en las ofertas horarias del mercado y puede realizarse varias veces al día.

3.4.3. Reservas estratégicas

Las reservas estratégicas finesas están abiertas a la DR desde 2013 aunque su participación es limitada en comparación a la reserva ofrecida por los recursos de generación. Hasta junio de 2020 la autoridad finesa de energía anunció la necesidad de reservar 22 MW de RD.

Este servicio tiene un tiempo de notificación de 15 minutos y se activa de forma manual, entre 0 y 2 veces en invierno. El tamaño de oferta mínimo es de 10 MW y el pago se hace según la oferta acordada en un contrato a largo plazo obtenido a través de mecanismos de mercado.

3.5. Francia

3.5.1. Regulación primaria

La regulación primaria en Francia está abierta a la RD a través de la cooperación de regulación primaria con Alemania, Austria, Suiza y Holanda. Deben ofertarse servicios simétricos. El tiempo de notificación es inferior a 30 segundos y la activación es automática, continua e ilimitada.

El valor mínimo para las ofertas es de 1 MW y hay dos conceptos para el pago:

- Pago por disponibilidad según oferta. Las ofertas se hacen semanalmente, de forma conjunta con Austria, Alemania, Bélgica, Holanda y Suiza
- Pago por energía, siguiendo los precios del mercado spot.

Las penalizaciones se hacen siguiendo los precios del mercado spot, independientemente de las ofertas por disponibilidad.

3.5.2. Regulación Secundaria

La participación de la RD en la regulación secundaria se realiza a través de un mercado secundario y requiere la firma de contratos bilaterales entre los consumidores y productores. Al igual que en el caso de la regulación primaria, los productos de secundaria deben ser simétricos.

El tiempo de notificación es como máximo 400 segundos, y la activación es automática y en el caso de los productores se distribuye proporcionalmente, atendiendo a las obligaciones de cada generador. La integración de la RD es posible mediante la cooperación entre generadores y consumidores. Hay dos conceptos para la retribución:

- Pago por capacidad. Para los generadores este servicio es obligatorio y reciben pago de 160.000 €/MW/año, mientras que para los consumidores hay un mercado secundario.
- Pago por energía. Sigue los precios del mercado spot.

Al igual que con el producto de regulación primaria, las penalizaciones son proporcionales únicamente al mercado spot.

3.5.3. Reservas rápidas y complementarias

El tamaño de oferta mínima para la RD en este servicio es de 10 MW. Este tamaño es considerablemente superior al habitual de los productos más atractivos para la demanda (entre 1 y 5 MW). Sin embargo, al compararlo con el valor anterior (50 MW), puede decirse que se han hecho esfuerzos al respecto.

El tiempo de notificación para este servicio es de 13 minutos para las reservas rápidas y 30 minutos para las complementarias. La activación es manual e ilimitada, aunque RTE (OS francés) solo requiere la participación de la DR en este servicio durante unos días, por lo que no se exige una disponibilidad continua.

La retribución se hace por dos términos.

- Pago por capacidad, cuyo valor es de alrededor de 24.000 €/MW/año para las reservas rápidas y 16.000 €/MW/año para las reservas complementarias.
- Pago por energía, cuyo precio depende de la oferta. El servicio se adjudica por orden de mérito.

Las penalizaciones se hacen atendiendo a los precios del mercado spot, aunque son minoradas en caso de notificar la indisponibilidad a RTE antes del fallo de la acción.

3.6. Holanda

3.6.1. Capacidad de Regulación

En este servicio se permite el acceso de la RD y no es necesario que los productos sean simétricos.

Este servicio se contrata con acuerdos anuales, aunque también se admiten ofertas espontáneas. El tamaño mínimo de la oferta es de 4 MW, y la adjudicación se hace por orden de precios.

La activación es automática y el tiempo de notificación es de 30 segundos. Hay dos conceptos para la retribución de este servicio:

- Pago por capacidad: según la oferta (contrato anual)
- Pago por energía: cuyo valor es 70 €/MWh por encima del precio del mercado diario.

3.6.2. Capacidad de Reserva

En este servicio, los grandes consumidores de electricidad (con potencia contratada de más de 60 MW) están obligados a ofrecer sus recursos de flexibilidad disponibles mientras que el resto de los consumidores pueden ofrecerlo de forma voluntaria.

Se da libertad a los ofertantes del servicio para establecer las condiciones de activación, que puede ser automática o programada. El tamaño mínimo de la oferta es de 4 MW. Solamente se da un pago por energía, cuyo precio es 200 €/MWh superior al precio del mercado diario.

Existe la variante de la Potencia de Emergencia, donde la oferta mínima es de 20 MW. En este caso el servicio puede darse hasta 40 horas al año, con una duración máxima de 8 horas por activación.

Para este servicio, el precio es o bien 200 €/MWh o bien el precio marginal resultante de las ofertas más un 10 %, en caso de resultar superior.

3.7. Irlanda

3.7.1. STAR (Respuesta Activa a Corto Plazo)

En este servicio, los consumidores proveen reservas de potencia para compensar la pérdida repentina de un generador de gran tamaño. La duración típica es de 5 minutos. Se trata por lo tanto de un servicio de interrumpibilidad, con un tiempo de notificación de 2 segundos, de activación automática, cuando la frecuencia desciende por debajo de cierto valor y se repite normalmente entre 10 y 20 veces al año.

El servicio se retribuye únicamente por un pago por energía cuyo precio es de unos 8,20 €/MWh más un suplemento de entre 1,7-7 €/MWh por exceso de repeticiones.

Los PRD que ofrecen este servicio pueden participar adicionalmente en uno de los otros dos servicios de RD irlandeses, pero no tienen la posibilidad de participar en los tres simultáneamente.

3.7.2. DSU (Unidad de la Demanda, Mercado de Capacidad)

DSU es el nombre que reciben las unidades (o agregadores de unidades) que ofrecen servicios en el mercado de capacidad desde el lado de la demanda. Las DSUs deben ser capaces de ofertar al menos 4 MW, aunque no hay limitaciones

de tamaño para cada una de las unidades que las forman. El tiempo de notificación es de una hora, y la activación es manual e ilimitada.

La única forma de retribución es por capacidad, con un pago de alrededor de 59.000 €/MW/año. El precio por MW se determina a partir de la división del coste total presupuestado para este servicio entre la capacidad requerida para cada año.

3.7.3. Powersave

El objetivo de este servicio es la reducción del consumo de electricidad en días en los que la demanda total se acerca a la capacidad de suministro disponible. El servicio puede ser llamado cualquier día laborable del año en cualquier momento.

El tamaño mínimo de la oferta en este mercado es de 0,1 MW, el tiempo de notificación es de 30 minutos y la activación es manual e ilimitada. Este mecanismo se retribuye únicamente por el término de energía, con un precio de alrededor de 380 €/MWh en valle y 950 €/MWh en punta.

3.8. Reino Unido²

3.8.1. Regulación Primaria

En cuanto a la regulación primaria, existen dos variantes con diferentes características técnicas:

Regulación primaria dinámica: el tiempo de respuesta es de 10 segundos y la activación es automática y continua, siguiendo la desviación de la frecuencia de la red de los 50 Hz de referencia.

Regulación primaria estática: el tiempo de respuesta es de 30 segundos y la activación se hace solamente cuando la frecuencia desciende por debajo de los 49.8 Hz. Como respuesta, se disminuye la potencia demandada a la red en un valor concreto.

En cuanto a la remuneración, se da un pago por capacidad de unos 4 €/MW/h y un pago por energía de alrededor de 1,6 €/MWh.

3.8.2. FCDM. Control de Frecuencia mediante Gestión de la Demanda

FCDM son las siglas en inglés para Control de la Frecuencia mediante Gestión de la Demanda. Se trata de un programa utilizado para gestionar grandes desvíos de la frecuencia. El servicio se activa de forma automática, solamente cuando la frecuencia desciende de los 49.7 Hz, alrededor de 10 veces al año.

² La tasa de cambio utilizada es de 1£ = 1,18€

El tiempo de activación es de 2 segundos y la acción no suele superar los 30 minutos.

La contratación se hace mediante acuerdos bilaterales entre el proveedor del servicio y *National Grid*, el OS británico. Únicamente se conoce una estimación del pago por capacidad, que se sitúa en torno a los 4,5 €/MW/h.

3.8.3. Programa STOR

El programa STOR (*Short-Term Operating Reserve*) o Reserva de Operación a Corto Plazo, fue el programa de DR más importante en Reino Unido, pero en los últimos años los precios han caído, dificultando el acceso de la RD. Además, los ofertantes del servicio deben participar diariamente de lunes a viernes y ofrecer una cantidad fija de 11 a 13 horas por día para ser competitivos.

Para revertir esta situación, se han diseñado nuevas variantes mejor adaptadas a la RD: *STOR Premium Flexible* y *STOR Runway*. Este último programa, acepta ofertas de volúmenes que todavía no han sido totalmente formados, lo cual da mayor flexibilidad a los agregadores.

Las características técnicas dependen del tipo de producto:

- *STOR*: el tamaño mínimo de la oferta son 3 MW, con un tiempo de notificación de 4 horas y una activación manual que se puede repetir varias veces al día. Se da un pago por capacidad con un valor aproximado de 2,05 €/MW/h y un pago por utilización de unos 102,5 €/MWh y la asignación se hace según oferta.
- *STOR Runway*: el tamaño mínimo de la oferta es 1 MW, con un tiempo de notificación de 4 horas y una activación manual que se puede repetir varias veces al día. Se da un pago por capacidad de alrededor de 3,5€/MW/h y un pago por utilización de unos 165 €/MWh y la asignación se hace según oferta.

En este programa, el fallo en la provisión de al menos un 90% de la capacidad contratada implica una reducción en los pagos de disponibilidad o incluso la rescisión del contrato.

3.8.4. Reserva Rápida

Los requerimientos de reserva rápida son muy exigentes, con un tamaño mínimo de oferta de 50 MW, el acceso de la RD queda muy restringido. Además, se dan entre 10 y 15 activaciones por día, por lo que este servicio no resulta atractivo para los recursos de la demanda.

El tiempo de notificación es de 2 minutos y la activación es manual. Se retribuye mediante un pago por capacidad entorno a los 3,5€/MW/h y un pago por energía alrededor de 2,6 €/MWh.

3.8.5. Demanda a subir

Se trata de un proyecto piloto en el que los ofertantes deben aumentar la demanda o disminuir la generación, diseñada para momentos de alta generación renovable y bajo consumo nacional. La participación en este servicio ha ido cayendo desde su implementación en 2016.

El tamaño mínimo de la oferta en este servicio es de 1 MW, con un tiempo de notificación mínimo de 10 minutos, que en la práctica suele ser de varias horas [6]. La duración media de la acción es de unas 3-4 horas.

La activación es de tipo manual y puede darse varias veces por semana. Solo se dan pagos por energía mediante acuerdos bilaterales, cuyo valor medio se halla entorno a los 72 €/MWh.

3.9. Suecia

3.9.1. Regulación Primaria

La regulación primaria está abierta a la RD, y el tamaño mínimo es de 0,1 MW, favoreciendo una posible mayor participación. Sin embargo, los recursos disponibles no son capaces de afrontar el resto de los requerimientos para ofrecer este servicio, y en la práctica la RD representa un porcentaje casi nulo de la reserva primaria sueca.

Existen dos productos de regulación primaria en el mercado de ajuste sueco.

Las reservas de contención de la frecuencia para la operación normal requieren una activación del 63% de la potencia en 60 segundos y del 100% en 3 minutos, siendo esta automática y constante, cuando la frecuencia supera los 50,1 Hz o baja de los 49,9 Hz. Este servicio se remunera con un pago por capacidad según oferta y un pago por energía cuyo precio es igual al precio marginal del Mercado de Potencia Regulatoria.

Las reservas de contención de la frecuencia para perturbaciones requieren una activación del 50 % de la potencia en 5 segundos y del 100 % en 30 segundos, siendo esta automática cuando la frecuencia baja de los 49.9 Hz. La acción suele activarse unas 1.500 veces al año. Este servicio se retribuye únicamente con un pago por capacidad, cuyos precios son públicos.

3.9.2. Mercado de Potencia de Regulación

En este mercado se dan las mayores transacciones de servicios de ajuste del sistema eléctrico sueco. Sin embargo, sus exigencias dificultan nuevamente la participación de la RD, siendo la oferta mínima el principal obstáculo (5 MW en la zona SE4 y 10 MW en las zonas SE1, SE2 y SE3).

El tiempo de notificación es de 15 minutos y la activación se hace de forma manual, por llamada telefónica, pudiendo darse como máximo una vez cada

hora. La retribución se hace mediante un pago por energía, cuyo precio es igual al precio marginal resultante del mercado, convocado cada hora.

3.9.3. Reservas Estratégicas

La cantidad de reserva que se puede contratar está regulada por la legislación, la cual pretende cambiarse para pasar paulatinamente de los 2.000 MW en 2011 a solo 750 MW en 2020. Si bien el plan inicial era que toda la reserva estratégica fuera basada en la RD, se redujo esta expectativa a que al menos un 25% de la capacidad fuese aportada por recursos de la demanda.

El tamaño mínimo de la oferta en este servicio es de 5 MW, con un tiempo de respuesta de 15 minutos, y una activación manual que típicamente supone un servicio total anual de menos de 10 horas.

Este servicio se retribuye por dos conceptos:

- Disponibilidad. Se hace un pago por capacidad, pero el precio no es público.
- Energía. Se hace un pago por la energía entregada en la acción al precio marginal del mercado de potencia de regulación.

3.10. Suiza³

3.10.1. Regulación Primaria

La regulación primaria suiza es provista por diferentes agentes suizos, franceses, austríacos y alemanes. Se trata de un mercado pequeño en el que solo se ofrece un pago por disponibilidad, poco atractivo para la RD.

El tamaño mínimo de la oferta es de 1 MW, el tiempo de notificación es de 30 segundos y la activación es automática y se da varias veces al día. Estas exigencias, sumadas a un precio de remuneración bajo (alrededor de 17 €/MW/h) dificultan la participación de la RD en este servicio.

3.10.2. Regulación Secundaria

Al igual que en el caso francés, la reserva secundaria suiza se despacha de forma proporcional a las responsabilidades a cada proveedor del servicio. Por otro lado, solo son aceptadas las ofertas simétricas, lo que supone una barrera para el desarrollo de la DR en este servicio.

El tamaño mínimo de las ofertas es de 5 MW, el tiempo de notificación es de 200 segundos y la activación se hace por control remoto, hasta varias veces al día.

³ La tasa de cambio utilizada es: 1€ = 1,17 CHF

En cuanto a la forma de retribución, se hace por dos conceptos:

- Pago por capacidad, según oferta. El precio medio es de unos 22 €/MW/h.
- Pago por energía, dependiente del precio de la energía en el mercado spot.

3.10.3. Regulación Terciaria

Para la gestión de la regulación terciaria se han elaborado 6 bloques de 4 horas para cada día, las ofertas pueden ser diarias o semanales y no se exige que sean simétricas, como en el caso de la regulación secundaria. Por tanto, constituye un mercado más atractivo para la RD.

En cuanto a los requerimientos técnicos, el tamaño mínimo de la oferta es de 5 MW, el tiempo de notificación es de 15 minutos para los compromisos diarios y semanales a subir, y de 20 a 35 minutos para los compromisos semanales a bajar. En todos los casos la activación es manual y se puede hacer varias veces al día.

Para la retribución existen diferentes precios medios por capacidad:

- Para las ofertas semanales, los precios medios por capacidad son alrededor de 4,6 €/MW/h a subir y 3 €/MW/h a bajar.
- Para las ofertas diaria, los precios medios por capacidad son alrededor de 2,20 €/MW/h a subir y 1,86 €/MW/h.

Además, para todos los casos se percibe una retribución por energía según los precios del mercado spot.

Además, para todos los tipos de servicio se utiliza el mismo principio de penalización:

- En el caso del fallo de la restricción de energía, la penalización consiste en el pago correspondiente al precio de desvíos.
- En el caso de no reservar la potencia asignada, cuando el proveedor del servicio es directamente responsable, la penalización se hace con un precio 10 veces superior al establecido en la oferta, y cuando no es el principal responsable (por restricciones técnicas) se penaliza con un precio 3 veces superior.

Sin embargo, los proveedores del servicio tienen la capacidad de establecer contratos bilaterales entre ellos para traspasar responsabilidades cuando se vean comprometidos.

4. PRODUCTOS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA EN ESTADOS UNIDOS

4.1. Introducción

Para la identificación de los productos de RD en Estados Unidos, se ha utilizado un documento publicado anualmente por el *ISO/RTO Council*, una asociación de operadores del sistema estadounidense [2]. En dicho documento se recogen todos los productos de regulación, capacidad, reserva y energía vigentes en el momento de su publicación. Sin embargo, dados los objetivos del presente informe, han sido descartados del análisis todos los productos de energía, así como aquellos productos en los que se indicaba una fecha de finalización, entendiéndose que su supresión se debe a la falta de éxito.

A continuación, se presentan todos los productos de RD de regulación, reserva y capacidad analizados, clasificados según el ISO o RTO ofertante. El área de influencia de los operadores del sistema estudiados se puede observar en la Figura 2.

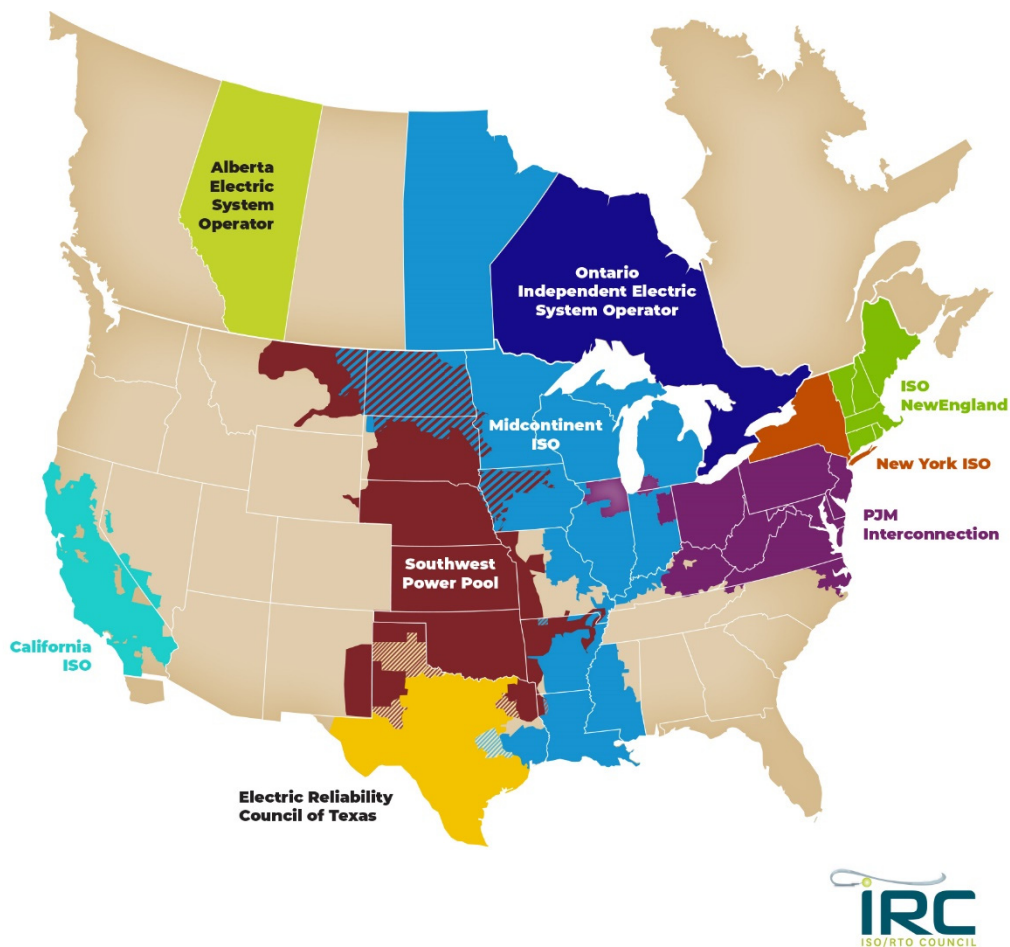


Figura 2: Operadores del sistema miembros del IRC [7]

4.2. PJM

PJM es el RTO que opera, principalmente, en los estados de Pensilvania, Nueva Jersey y Maryland, así como en otras áreas de los estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Michigan, North Carolina, Ohio, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia.

La red eléctrica de PJM sirve a 65 millones de personas en 13 estados y el Distrito de Columbia. En total, este sistema eléctrico cuenta con una capacidad de generación instalada de 180 GW, y en 2018 la energía total entregada fue de 807 TWh [7].

4.2.1. Respuesta Económica de la Carga (Reservas sincronizadas)

Se trata de un servicio de reserva de participación voluntaria en el que la oferta mínima es de 0,1 MW. La activación se hace en tiempo real, siguiendo un procedimiento operacional y con una rampa de potencia que puede durar hasta 10 minutos. La duración máxima de la acción es de 30 minutos y no hay valor establecido para la duración mínima. Los PRD adquieren la responsabilidad de prestar el servicio adjudicado según la programación resultante en la subasta.

4.2.2. Respuesta Económica de la Carga (Regulación)

Se trata de un servicio de regulación de participación voluntaria en el que la oferta mínima es de 0,1 MW. El tiempo de notificación es de hasta 2 horas, con una rampa de activación de 30 minutos dependiente de un procedimiento operacional. No existen límites superiores ni inferiores para la duración de la acción. Los PRD deben estar disponibles para realizar la acción dentro de los horarios marcados por el resultado de la subasta.

4.2.3. Respuesta Máxima de la Carga para Emergencias (Capacidad)

Este es un servicio encuadrado dentro de los productos de capacidad, de participación voluntaria y con un tamaño de oferta mínimo de 0,1 MW. El tiempo de notificación es de hasta 2 horas, con una rampa de activación de 30 minutos. La duración máxima de la acción es de 12 horas durante los meses comprendidos entre junio y octubre y 15 horas el resto de meses. Se exige la disponibilidad para realizar este servicio entre las 10:00 y las 22:00 horas, o entre las 6:00 y las 21:00 horas, según la época del año.

4.3. NYISO

NYISO es el operador del sistema del estado de Nueva York desde 1999. Cuenta con más de 17700 kilómetros de líneas de transporte monitorizadas que sirven para suministrar electricidad a casi 20 millones de personas [9]. El volumen de energía intercambiada a través de su red de transporte se situó alrededor de

los 160 TWh en 2019, con una capacidad de generación instalada de unos 41.8 GW [10].

4.3.1. Programa de Respuesta de la Demanda en Servicios Complementarios (DSASP-10 y DSASP-30)

Este es un servicio de reserva voluntario, en el que el tamaño de la oferta mínima es de 1 MW. La adjudicación del servicio se realiza a las 11:00 del día D-1, la notificación del servicio se efectúa 75 minutos antes de que la acción se lleve a cabo y su duración mínima es 1 hora. La activación de la acción se hace cuando el precio de la energía supera el precio de la oferta.

Existen dos modalidades para este servicio, las cuales comparten todas las características mencionadas, y difieren únicamente en el tiempo de duración de la rampa de potencia, que puede durar bien 10, o bien 30 minutos.

4.3.2. Programa de Respuesta de la Demanda en Servicios Complementarios (DSASP - Regulación)

Se trata de un servicio de regulación de participación voluntaria con un tamaño mínimo de oferta de 1 MW. La adjudicación del servicio se realiza a las 11:00 del día D-1, la notificación del servicio se hace 5 minutos antes de que la acción se lleve a cabo, debiendo ser esta efectivamente instantánea y cuya duración mínima es 1 hora. La activación de la acción se hace cuando el precio de la energía supera el precio de la oferta.

4.3.3. Recursos de Capacidad Instalada Para Casos Especiales

Se trata de un recurso de capacidad voluntario con un tamaño mínimo de oferta de 0,1 MW que resulta adjudicado el día D-1. La notificación del servicio se hace 2 horas antes de que la acción se lleve a cabo, la cual debe durar al menos 4 horas. La activación sigue un procedimiento operacional.

4.4. MISO

Es el Operador del Sistema encargado de la gestión técnica de las redes de transporte de los estados de Arkansas, Illinois, Indiana, Iowa, Kentucky, Luisiana, Michigan, Minnesota, Missouri, Montana, North Dakota, South Dakota, Tennessee, Wisconsin y la provincia canadiense de Manitoba.

MISO lleva activa desde 2001, y cuenta con unos 180 GW de potencia instalada y 115000 kilómetros de líneas de transporte, que utiliza para suministrar alrededor de 667 TWh a más de 42 millones de personas [11].

4.4.1. Recurso de Respuesta de la Demanda. Reserva

Se trata de un servicio de reserva voluntario, cuya subasta se resuelve alrededor de las 16:00 del día D-1, con una rampa de potencia que puede durar hasta 10 minutos y una duración mínima de 1 hora. El tamaño mínimo de la oferta es de 1 MW y la asignación se da cuando el precio de la energía supera el precio de la oferta.

Hay dos variantes de este servicio, los llamados tipo I y tipo II. La diferencia entre ambos tipos reside en algunos aspectos de comunicación y telemetría y, especialmente, en el hecho de que la agregación solo está permitida en el tipo I.

4.4.2. Recurso de Respuesta de la Demanda. Regulación.

Se trata de un servicio de regulación voluntario cuyo mercado se convoca alrededor de las 16:00 del día D-1, de carácter instantáneo (escalón de potencia, sin rampa) y con una duración mínima de 1 hora. El tamaño mínimo de la oferta es de 1 MW y la asignación se da cuando el precio de la energía supera el precio de oferta. En este mercado no se permite la agregación.

4.4.3. Recurso de Modificación de la Carga

Este es un servicio voluntario de capacidad, en el que el tiempo de duración de la rampa de potencia es un parámetro subastable. El PRD se compromete a activar el servicio al menos durante 4 horas, aunque el máximo número de activaciones por cada programación asignada es 5. El tamaño mínimo de la oferta es de 1 MW y la activación se hace siguiendo un procedimiento operacional.

4.5. ISO-NE

ISO-NE es el Operador del Sistema de los estados de la región de Nueva Inglaterra (Maine, Vermont, New Hampshire, Massachusetts, Rhode Island y Connecticut).

ISO-NE cuenta con alrededor de 30 GW de potencia instalada y 15000 kilómetros de líneas de transmisión, que son utilizadas para suministrar electricidad a 14.8 millones de personas, alcanzando un volumen de energía intercambiada de 121 TWh en 2017 [12].

4.5.1. Recursos de la Demanda

Se trata de un recurso voluntario de capacidad que se puede activar en determinados periodos de programación, clasificados como horas pico. Tiene carácter instantáneo y el tamaño mínimo de la oferta es de 0,1 MW. Existen dos

tipos de Recursos de la Demanda, según el criterio de activación y la disponibilidad del recurso.

- **En punta:** su disponibilidad depende de la época del año: en verano (junio-agosto) el PRD que presta el servicio debe estar disponible entre las 14:00 y las 17:00, mientras que en invierno (diciembre-enero) este periodo se reduce (entre las 18:00-19:00). Por lo tanto, la unidad debe dar una respuesta muy rápida, pero sabe exactamente los momentos del día en los que se le puede exigir la acción, definidos a partir de los resultados del mercado.
- **En pico estacional:** el PRD debe estar disponible en los días entre semana no festivos, en un rango de horas que depende de la estación (verano e invierno). La activación se hace cuando la carga del sistema es igual o superior al 90% al pico de carga pronosticado para la estación correspondiente.

4.5.2. *Demanda Relacionada con Activos Gestionables*

Se trata de un servicio voluntario de reserva en el que no hay tiempo de notificación, pero la rampa de potencia es uno de los parámetros subastables de la oferta. El tamaño mínimo de la oferta es de 1 MW. El periodo en el que el PRD debe estar disponible depende del resultado de la subasta y no existen requerimientos mínimos ni máximos para la mantención de la respuesta. La activación se hace mediante despacho económico, atendiendo a las ofertas recibidas.

4.6. ERCOT

ERCOT es el operador del sistema del estado de Texas. Algunos de sus servicios tienen el prefijo ERS, que son las siglas en inglés para Servicio de Respuesta de Emergencia.

ERCOT cuenta con 78 GW y casi 75000 kilómetros de líneas de transmisión para suministrar electricidad a unos 24 millones de consumidores. En su red de transmisión se intercambian unos 357 TWh de energía eléctrica [13].

4.6.1. *ERS no sensible al tiempo*

Este es un servicio voluntario de capacidad sin tiempo de notificación, independiente de las condiciones climatológicas del estado de Texas. El tamaño mínimo de la oferta es 0,1 MW, la activación se hace mediante un procedimiento operacional y la acción tiene una duración máxima de 12 horas y ningún límite para la duración mínima. El PRD está obligada a ofrecer el servicio dentro de unos horarios definidos, sin límite de activaciones.

Existen dos productos diferenciados dentro de este tipo de servicio, los cuales comparten todas las características mencionadas. La única diferencia entre los

servicios es la duración de la rampa de potencia, que puede ser o bien 10 o bien 30 minutos.

4.6.2. ERS sensible al tiempo

Se trata de un servicio de capacidad voluntario sin tiempo de notificación, dependiente de las condiciones climatológicas del estado de Texas. En este caso el tamaño mínimo de la oferta es 0,5 MW y la activación se hace mediante un procedimiento operacional. La duración máxima de la acción es de 3 horas y el PRD está obligada a ofrecer el servicio dentro de unos horarios definidos, con un máximo de 8 activaciones por intervalo de tiempo.

De forma análoga al ERS no sensible al tiempo, en este servicio existen dos productos diferenciados únicamente por la duración de la rampa de potencia, que nuevamente puede ser bien 10 o bien 30 minutos.

4.6.3. Recursos de Carga No Controlable

Se trata de un servicio de reserva voluntario sin tiempo de notificación, en el que la agregación no está permitida. El tamaño mínimo de la oferta es de 0,1 MW y la activación puede seguir un procedimiento operacional o puede ser de tipo respuesta automática. No existen límites para la duración de la acción y la rampa de potencia puede durar hasta 10 minutos.

4.6.4. Recursos de Carga controlable

Este es un servicio voluntario de regulación sin tiempo de notificación y de carácter inmediato (sin rampa de potencia), en el que la agregación no está permitida. El tamaño mínimo de la oferta es de 0,1 MW y la activación es automática y continua, sin límites de duración. El PRD debe ofrecer los servicios dentro de unos horarios definidos.

5. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES

La Respuesta de la Demanda es un servicio técnica y económicamente viable, como se ha demostrado en los países anteriormente mencionados con diferentes programas exitosos y en funcionamiento. Sin embargo, su implementación es compleja y requiere de un continuo análisis y corrección. A modo de ejemplo, en el punto 3.8.3, se describe cómo el programa *STOR*, desarrollado en Reino Unido (uno de los países europeos con más experiencia en la implementación de la RD) fue quedando obsoleto, con lo que sus parámetros tuvieron que ser actualizados, resultando en los nuevos productos *STOR Runway* y *STOR Premium Flexible*.

Por otro lado, es importante no perder de vista que la RD compite con la generación (especialmente centrales térmicas e hidroeléctricas) y su viabilidad económica depende del tipo de carga y mix de generación que caracteriza a cada país. Cuando la curva de carga es altamente irregular y las tecnologías que ofrecen los servicios de ajuste tienen mayores costes de operación, se tienen unas condiciones favorables al desarrollo de la RD. Por el contrario, cuando la curva de carga es más bien plana y existe una gran capacidad de regulación a bajo coste por parte de centrales hidroeléctricas y/o térmicas, su competitividad podría verse comprometida. A su vez, en los países con sistemas que no disponen de grandes excesos de capacidad de generación, la RD resulta un elemento más interesante, como vuelve a ser el caso de Reino Unido.

En la misma línea, la importancia y el tipo de industria que caracterizan a un país pueden ser vitales para dotarlo de un amplio servicio de RD. Los países con un gran tejido industrial, como Alemania, Francia o el Reino Unido, cuentan en principio con una gran flexibilidad, ya que muchos de los procesos industriales llevados a cabo en sus respectivas fábricas pueden ser desplazados en el tiempo. Además, a menudo, la industria cuenta con sus propios mecanismos de producción y almacenamiento de energía, los cuales pueden emplearse también para flexibilizar su demanda. Dicho esto, no debe olvidarse la capacidad de flexibilidad de los sectores residencial y comercial, especialmente cuando la agregación de la demanda está permitida.

La inspección de los productos europeos sugiere que, para alcanzar un desarrollo maduro y una participación relevante y competitiva de la RD en los mercados de regulación y capacidad, no basta con suprimir las barreras legales: es necesario diseñar unos productos compatibles no sólo con las exigencias del OS, sino también con la capacidad de flexibilidad de la demanda. Algunos ejemplos de servicios legalmente abiertos a la RD, pero con una participación muy limitada por un diseño inapropiado del producto, son la regulación primaria en Suiza (3.10.1) y la regulación primaria (3.9.1) y las reservas estratégicas (3.9.3) en Suecia. Asimismo, la mayoría de los países utilizan proyectos piloto antes de abrir completamente su mercado a la RD, para poner en práctica este servicio y comprobar su viabilidad frente a una serie de exigencias técnicas y

económicas. Pueden verse ejemplos de proyectos piloto en Holanda, Francia, Reino Unido y Suecia, entre otros [1].

Existe un elemento común en algunos de los productos de varios países que parece favorecer el desarrollo de la RD. Se trata de la exigencia de disponibilidad únicamente dentro de unos horarios definidos. A modo de ejemplo, las Reservas Rápidas y Complementarias en Francia (3.5.3) solo exigen la participación de los PRD durante algunos días al año, la Reserva de Minuto alemana (3.1.3) solo puede emplearse en días laborables y los Recursos de la Demanda de Nueva Inglaterra están limitados a determinadas horas según la estación (4.5.1)

En algunos casos existe un mercado de regulación común entre países vecinos, como es el caso del mercado de regulación primaria compartido por Alemania, Austria, Bélgica, Holanda, Francia y Suiza (3.1.1). Esto debería aumentar la competitividad y abrir el mercado a los productos de la RD, y podría aplicarse a otros países (por ejemplo: España, Portugal e Italia).

Una característica que merece especial mención de la Regulación Secundaria francesa es la forma en que RTE distribuye las acciones de subida o bajada de potencia, prorrateando según las responsabilidades de cada generador (3.5.2). Este principio es especialmente interesante en ausencia de restricciones técnicas y cuando existen pagos por capacidad. En este caso puede ocurrir que un conjunto de unidades realice acciones de regulación más habitualmente que otro por razones técnicas, de forma que la retribución, si depende en gran medida del concepto de disponibilidad y no tanto de la energía, llegue a ser injusta respecto a la participación real en regulación.

Por otro lado, de la RD estadounidense, un aspecto destacable es el hecho de que la duración de la rampa de potencia sea un parámetro subastable, en el caso de la Modificación de la Carga disponible en el mercado gestionado por MISO (4.4.3), así como en la Demanda Relacionada con Activos Gestionables (4.5.2) . Esta característica es muy poco habitual y si se considera en un mercado en el que sea compatible con las exigencias de su respectivo OS podría resultar atractivo para los recursos de la demanda.

Para evaluar en primera instancia la compatibilidad de estos productos con los servicios de regulación del sistema eléctrico español, es necesario identificar primero sus características principales, las cuales quedan recogidas en la Tabla 2.

Tabla 2: Principales requisitos de los servicios de Gestión de Desvíos, Regulación Secundaria y Regulación Terciaria en España.

Tipo de servicio	Tiempo de notificación	Capacidad de oferta mínima (MW)	Conceptos de pago
Gestión de Desvíos	15 minutos	10	Solo por energía
Regulación Secundaria	20 segundos + 100 segundos (rampa)	10	Disponibilidad y energía
Regulación Terciaria	15 minutos	10	Solo por energía

A continuación, en la Tabla 3, se recogen todos los productos de RD que en principio podrían ser compatibles con los servicios de gestión de desvíos, regulación secundaria y terciaria.

El criterio seguido para seleccionar los productos de RD de otros países que, en principio, podrían ser aptos para los servicios de ajuste considerados, ha sido el tiempo de notificación. Se han filtrado todos los productos considerando solamente aquéllos cuyo tiempo de notificación (o de respuesta, en algunos casos) es igual o inferior al tiempo de notificación exigido por la regulación española. Además, en la Tabla 3, se incluyen las formas de pago y el tamaño mínimo de las ofertas, pero no se han considerado estos factores para filtrar los productos, puesto que son parámetros susceptibles de ser cambiados por la legislación española para adaptar las exigencias a la flexibilidad de la RD.

Así, en la Tabla 3, aparecen productos cuyo tamaño mínimo de oferta es inferior a 10 MW y cuya forma de pago no coincide necesariamente con el servicio de regulación español al que podrían ser aplicables, pero en todos los casos el tiempo de notificación o respuesta que los define es igual o inferior al del servicio correspondiente.

Como puede observarse en la Tabla 3, la gran mayoría de productos son compatibles, en principio, con la regulación terciaria y la gestión de desvíos. Esto se debe en parte al tipo de filtro escogido. La regulación secundaria en España tiene unos tiempos de respuesta bastante exigentes (20 segundos para la activación más 100 segundos de rampa de potencia), por lo que muchos de los productos diseñados para la regulación secundaria de otros países tienen un tiempo de notificación superior y por tanto no han pasado el filtro del tiempo de respuesta. Esta metodología podría ser en principio revisable para incluir algunos productos más.

Tabla 3. Productos compatibles con la regulación española

Nombre del Producto	OS o país	Servicio con el que podría ser compatible	Tiempo de notificación	Tamaño mínimo (MW)	Conceptos de pago
Reservas Rápidas	Francia	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	13 minutos	10	Disponibilidad y energía
Reserva Rápida	Reino Unido	Regulación Secundaria	120 segundos	50	Disponibilidad y energía
Demanda a subir	Reino Unido	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	10 minutos	1	Solo energía
Reserva Terciaria	Bélgica	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	15 minutos	1	Solo disponibilidad
Servicio de interrumpibilidad	Bélgica	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	3 minutos	1	Disponibilidad y energía
Reserva normal para la contención de la frecuencia controlada	Finlandia	Regulación Secundaria	30 segundos	1	Solo disponibilidad
Reserva de Restauración de la frecuencia	Finlandia	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	15 minutos	10	Solo energía
Reservas estratégicas	Finlandia	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	15 minutos	10	Solo disponibilidad
Reserva terciaria (diaria y semanal)	Suiza	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	15 minutos	5	Disponibilidad y energía
Mercado de Potencia de Regulación	Suecia	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	15 minutos	5 o 10 (según zona)	Solo energía
Reservas Estratégicas	Suecia	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	15 minutos	5	Disponibilidad y energía
Reserva mínima	Alemania	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	15 minutos	1	Disponibilidad y energía

Nombre del Producto	OS o país	Servicio con el que podría ser compatible	Tiempo de notificación	Tamaño mínimo (MW)	Conceptos de pago
Capacidad de regulación	Holanda	Regulación Secundaria	30 segundos	4	Disponibilidad y energía
Capacidad de reserva	Holanda	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos		4	Disponibilidad y energía
Reserva terciaria	Dinamarca	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	15 minutos	5	Disponibilidad y energía
Respuesta económica de la carga	PJM (EE. UU.)	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	10	0,1	
Programa de Respuesta de la Demanda en Servicios Complementarios (Solo DSASP-10)	NYISO (EE. UU.)	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	10	1	
Recurso de Respuesta de la Demanda. Reserva	MISO (EE. UU.)	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	10	1	
Recurso de Modificación de la Carga	MISO (EE. UU.)	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	Parámetro subastable	1	
Demanda Relacionada con Activos Gestionables	ISO-NE (EE. UU.)	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	Parámetro subastable	1	
ERS No Sensible al Tiempo	ERCOT (EE. UU.)	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	10	0,1	
ERS Sensible al Tiempo	ERCOT (EE. UU.)	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	10	0,5	
Recursos de Carga No Controlable	ERCOT (EE. UU.)	Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos	10	0,1	

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Smart Energy Demand Coalition, «Explicit Demand Response in Europe. Mapping the Markets,» SEDC, Bruselas, 2017.
- [2] ISO/RTO Council, *North American Wholesale Electricity Demand Response Program Comparison*, IRC, 2018.
- [3] ENTSO-E, «Sitio web de la Red Europea de Operadores del Sistema,» [En línea]. Available: <https://www.entsoe.eu>. [Último acceso: 2019 11 20].
- [4] ENTSO-E, «Electricity Balancing in Europe,» ENTSO-E, 2018.
- [5] M. Alcázar Ortega, C. Cañas Peñuelas, G. Escrivá Escrivá, V. Fuster Roig y J. Roger Folch, *Generación, transporte y distribución de energía eléctrica*, Valencia: UPV, 2019.
- [6] National Grid, «Demand Turn Up,» [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reserve-services/demand-turn>. [Último acceso: 18 11 2019].
- [7] IRC, «ISO-RTO Map 2018,» [En línea]. Available: <http://isorto.lemonprogis.com/wp-content/uploads/2018/05/ISO-RTO-Map-2018.jpg>. [Último acceso: 03 12 2019].
- [8] PJM Interconnection LLC, «PJM,» PJM , 7 11 2019. [En línea]. Available: <https://www.pjm.com/>.
- [9] NYISO, «People who power New York: Reliably Managing the Power Grid,» NYISO, Nueva York, 2018.
- [10] NYISO, «Load and Capacity Data 2019,» NYISO, Nueva York, 2019.
- [11] MISO, «MISO Corporate Information,» MISO, [En línea]. Available: <https://www.misoenergy.org/about/media-center/corporate-fact-sheet/>. [Último acceso: 18 11 2019].
- [12] ISO-NE, «New England Power Grid 2018-2019 Profile,» ISO-NE, 2019.
- [13] ERCOT, Inc., «Quick Facts - ERCOT,» ERCOT, 2018.

ANEXO I: CATÁLOGO DE PRODUCTOS DE DR EN EUROPA Y EE.UU.

Alemania

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
Diario		Sí	1					
Intradiario		Sí	1					
Reserva de Control Primario	FCR	Sí	1	30 s	Automático	1 semana, varias veces al día	Basado en la subasta	Nada
Reserva de Control Secundario	FRR	Sí	1	5 min	Automático	12 horas en días entre semana, varias veces al día	Basado en la subasta	Según oferta
Reserva Mínima	RR	Sí	1	15 min	Automático	4 horas al día, varias veces al día	Basado en la subasta	Según oferta

Bélgica

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
Reserva primaria (subida frecuencia)	FCR	Sí	1	15s (50%), 30s (100%)	Automática	Sin máximo	5-6€/MW/h	Nada
Reserva terciaria.	mFRR	Sí	1	15 min	Control remoto	40 veces al año.	3.07 €/MW/h	Nada
Servicio de interrumpibilidad	RR	Sí	1	3 min	Control remoto	4 veces al año.	1.41 €/MW/h	Subasta de mercado, precio mínimo de 75€/MWh
Reserva estratégica, DR (SDR_4)	RR	Sí	1	6.5 horas	Manual	Máximo 40 veces al año	Desconocido	Según mercado spot
Reserva estratégica, DR (SDR_12)	RR	Sí	1	6.5 horas	Manual	Máximo 20 veces al año	Desconocido	Según mercado spot

Dinamarca

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
Diario		Sí	0,1					
Intradiario		Sí	0,1					
Reserva primaria DK1	FCR	Sí	0,3	30 segundos	Automática	Continua e ilimitada	Sí. Entre 6700 y 26000 €/MW/mes	Parte de desvíos
Reserva primaria DK2	FCR	Sí	0,3	50% en 5 segundos, 100% en 25 segundos	Automática	Continua e limitada	Sí. Entre 6700 y 33600 €/MW/mes	Parte de desvíos
Reserva terciaria DK1 y DK2	mFRR	Sí	5	15 minutos	Manual	Altamente dependiente del precio. Entre algunas veces al año y una vez al día.	Sí. En DK1: alrededor de 1340 €/MW/mes. En DK2: según contrato	Sí. A precio marginal del mercado de regulación.

Finlandia

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
Diario		Sí	0,1	-	-	-	-	-
Intradiario		Sí	0,1	-	-	-	-	-
Reserva para la perturbación de la frecuencia controlada (FCR-D)	FCR	Sí	1	Desde 1s hasta 30 s	Automática	Dependiendo del modelo, varias veces al día o varias veces al año.	4.7 €/MW/h	Nada
Reserva de Restauración de la Frecuencia (Manual)	mFRR	Sí	10	15 min	Manual	Alrededor de 1 vez al año	Nada	A precio marginal
Reservas estratégicas	-	Sí	10	15 min	Manual	0-2 veces en Invierno	Según oferta	Nada

Francia

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
Diario			0,1	-	-	-		
Intradiario			0,1	-	-	-		
NEBEF			0,1	-	-	-		
Regulación primaria	FCR	Sí	1	<30s	automática	Sin máximo, funcionamiento continuo	Según oferta	Según mercado spot
Regulación secundaria	aFRR	Sí	1	<400s	automática	Sin máximo	Según mercado secundario. Referencia: 160.000 €/ (año*MW) para generadores (provisión obligatoria)	Según mercado spot
Reservas rápidas	mFRR	Sí	10	13 minutos	manual	Sin máximo	24.000 €/ (año*MW)	Según oferta
Reservas complementarias		Sí	10	30 minutos	manual	Sin máximo	16.000 €/ (año*MW)	Según oferta

Holanda

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
Diario		Sí	0,1					
Intradiario		Sí	0,1					
Capacidad de regulación	aFRR	No	4	30 s	Automático	Cada 4 segundos	Según oferta	Precio mercado diario + 70 €/MWh
Capacidad de Reserva	mFRR	Sí	4		Manual	1 vez por activación	Según oferta	200 €/MWh o precio marginal + 10% si es mayor

Reino Unido

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
Regulación primaria	FCR	sí	1	10 s	Automática	Sin máximo, continuo	3.82 €/MW/h (común para ambas)	1.65 €/MWh (común para ambas)
Reserva Rápida	FRR	sí	50	2 min	Manual	10-15 veces por día	5.02 €/MW/h	2.62 €/MWh
STOR	RR	sí	3	4 h	Manual	Varias veces al día	2.06 €/MW/h	102.5€/MWh
STOR Runway	RR	sí	1	4 h	Manual	Varias veces al día	3.52 €/MWh	165.15 €/MWh
FCDM	FCR		3	2 s	Automático	Operación continua	4.5 €/MW/h	Contratos bilaterales, sin datos

Suecia

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
Diario		Sí	0,1					
Intradiario		Sí	0,1					
Reservas de Contención de la Frecuencia para la Operación Normal	FRR	Sí	0,1	63% en 60s y 100% en 3 min	Automática	Sin máximo, continuo	Pay-as-bid	Precio marginal
Reservas de Contención de la Frecuencia para Perturbaciones	FCR	Sí	0,1	50% en 5s y 100% en 30s	Automática	Sin máximo, unas 1500 veces al año	Sí, precios públicos	Nada
Mercado de Potencia de Regulación	RR	Sí	5 (SE4) y 10 (resto zonas)	15 minutos	Manual	Una vez a la hora	Nada	Precio marginal horario
Reservas Estratégicas	RR	Sí	5	15 minutos	Manual	Sin límite.	Sí. Los precios no son públicos	Precio del mercado de potencia de regulación

Suiza

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
Diario			0,1	-	-	-		
Intradiario			0,1	-	-	-		
Reserva primaria	FCR	Sí	1	30 s	Automática	Varias veces al día	16.8 €/MW/h	Nada
Reserva secundaria	FRR	Sí	5	200 s	Control-remoto	Varias veces al día	21.95 €/MW/h	Según el mercado (pay-as-bid)
Reserva terciaria diaria	RR	Sí	5	15 min	Manual	Varias veces al día	2,22 €/MW/h (a subir) 1,86 €/MW/h (a bajar)	Según el mercado (pay-as-bid)
Reserva terciaria semanal	RR	Sí	5	15 min (a subir) 20-35 min (a bajar)	Manual	Varias veces al día	4,6 €/MW/h (a subir) 3 €/MW/h (a bajar)	

PJM (Estados Unidos)

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
Respuesta económica de la carga (Reservas sincronizadas)	FCR	Sí	0,1	Tiempo real	Procedimiento operacional	30 minutos de duración máxima		
Respuesta económica de la carga (Regulación)	RR	Sí	0,1	2 horas de notificación + 30 min rampa	Procedimiento operacional	Sin límites		
Respuesta máxima de la carga para emergencias (capacidad)	RR	Sí	0,1	2 horas de notificación + 30 min rampa	Procedimiento operacional	12 horas de duración máxima		

NYISO (Estados Unidos)

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
DSASP-10	FRR	Sí	1	75 min de notificación + 10 min rampa	$P_{energía} > P_{oferta}$	1 hora de duración mínima		
DSASP-30	RR	Sí	1	75 min de notificación + 30 min rampa	$P_{energía} > P_{oferta}$	1 hora de duración mínima		
DSASP-Regulación	FRR	Sí	1	5 min	$P_{energía} > P_{oferta}$	1 hora de duración mínima		
Recursos de Capacidad Instalada para Casos Especiales			0,1	2 horas de notificación + 2 horas de rampa	Procedimiento operacional	4 horas de duración mínima		

MISO (Estados Unidos)

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
Recurso de Respuesta de la Demanda (Reserva, tipo I)	FRR	Sí	1	10 min rampa	$P_{energía} > P_{oferta}$	1 hora de duración mínima		
Recurso de Respuesta de la Demanda (Reserva, tipo II)	FRR	No	1	10 min rampa	$P_{energía} > P_{oferta}$	1 hora de duración mínima		
Recurso de Respuesta de la Demanda (Regulación)	FCR	Sí	1	Instantáneo	$P_{energía} > P_{oferta}$	1 hora de duración mínima		
Recursos de Modificación de la Carga		Sí	0,1	Parámetro subastable	Procedimiento operacional	4 horas de duración mínima		

ISO-NE (Estados Unidos)

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
Recursos de la Demanda en pico	FCR	Sí	0,1	Instantáneo	En determinadas horas pico	Sin límites		
Recursos de la Demanda en pico estacional	FCR	Sí	0,1	Instantáneo	En determinadas horas pico	Sin límites		
Demanda Relacionada con Activos Despachables		Sí	1	Parámetro subastable	Despacho económico	Sin límites		

ERCOT (Estados Unidos)

Nombre producto (traducido)	ENTSO-E	¿Agregación?	Tamaño mínimo (MW)	Tiempo notificación	Tipo de activación	Número máximo de activaciones	Pagos por disponibilidad	Pagos por uso
ERS no sensible al tiempo - 10	FRR	Sí	0,1	10 min rampa	Procedimiento operacional	12 horas de duración máxima		
ERS no sensible al tiempo - 30	RR	Sí	0,1	30 min rampa	Procedimiento operacional	12 horas de duración máxima		
ERS sensible al tiempo - 10	FRR	Sí	0,5	10 min rampa	Procedimiento operacional	3 horas de duración máxima		
ERS sensible al tiempo - 30	RR	Sí	0,5	30 min rampa	Procedimiento operacional	3 horas de duración máxima		
Recursos de Carga No Controlable	FRR	No	0,1	10 min rampa	Procedimiento operacional o automática	Sin límites		
Recursos de Carga Controlable	FCR	No	0,1	Inmediata	Respuesta automática	Sin límites		



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética

Camino de Vera, s/n - Edificio 8E, acceso F, 5ª planta
Tel. 963 877 7272 - 46022 VALENCIA



Fundación

**IBERDROLA
ESPAÑA**

Calle de Arequipa 1, 4ª planta
Tel. 917 842 213 - 28043 MADRID