

Estudio de mercados de flexibilidad de la demanda y algoritmos de agregadores

Lluc Canals Casals, Mattia Barbero, Cristina Corchero, Lucía Igualada
Institut de Recerca Energètica de Catalunya (IREC)

RESUMEN

La flexibilidad de la demanda implica, siempre, un desplazamiento de la misma buscando un beneficio, aunque este beneficio se pueda obtener por medios distintos: el arbitraje de precios aprovechando la fluctuación del precio de la electricidad o la participación en mercados secundarios o de ajustes.

Ambas opciones pueden facilitarse con la implementación de sistemas de gestión inteligentes de la energía, pero la segunda opción presenta ciertas dificultades añadidas además de coordinarse con el operador.

El estado de madurez de los mercados de flexibilidad de la demanda es el primer escollo a superar. Aunque Europa esté potenciando su implementación, solamente unos pocos países tienen un marco regulatorio que permita la gestión de la demanda y menos aún que permitan una gestión agregada de la demanda.

La gestión de la demanda agregada aparece como respuesta a otra dificultad, el requisito de participación con un mínimo de potencia, capacidad y duración que existe en todos los mercados secundarios. Este valor mínimo se exige para que el cambio en la demanda tenga un impacto significativo en la red. La demanda agregada da la oportunidad de participar en estos mercados a la mayor parte de los consumidores que, en condiciones normales, nunca alcanzarían dichos límites.

Otras limitaciones como la duración de la activación de la flexibilidad, el número de activaciones o la velocidad de respuesta también pueden encontrar un buen aliado en la figura del agregador de demanda.

Por otro lado, el agregador tiene el reto de saber gestionar bien sus recursos (edificios, generadores, etc.). Existen 2 líneas típicas de investigación, agregadores con pleno conocimiento de la realidad de las fuentes y agregadores que, sin conocer nada, reciben ofertas por parte de los consumidores para ofrecer los servicios. El proyecto SABINA presenta una solución que exige poco conocimiento de las fuentes persiguiendo una reducción del impacto ambiental.

PALABRAS CLAVE

Mercados de flexibilidad, Demanda agregada, Agregadores, SABINA

1. INTRODUCCIÓN

El constante incremento de las energías renovables en el sistema eléctrico supone nuevos retos para los Operadores del Sistema (SO). El sol y el viento, al contrario que los generadores convencionales, son recursos no controlables y altamente estocásticos. Con la transición del sistema hacia una fuerte generación proveniente de fuentes renovables, la posibilidad de modificar la producción en base a las necesidades de la red eléctrica se ve fuertemente reducida. Por este motivo la habilidad de cambiar el perfil de consumo en base a las necesidades de la red será crucial para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico [1]. Aparece así el concepto de flexibilidad de demanda

que, además, puede suponer una reducción de los picos de demanda del sistema, reduciendo los costes de reforzar la red [2] y las emisiones de las centrales de gas y carbón que son un recurso recurrente en estas situaciones [3].

Las directivas europeas quieren incentivar la entrada de los consumidores en los mercados eléctricos a través de la Respuesta de Demanda (DR), pero resulta que un consumidor, de forma individual, tiene relativamente poco impacto en la red, con lo que es necesario agrupar varios consumidores que cambien su perfil de consumo de forma coordinada. Así, la Directiva por la Eficiencia Energética 2012/27/EU [4], artículo 2, define los agregadores como las entidades que agrupan diferentes cargas eléctricas para participar en mercados eléctricos organizados. Además, indica que las posibles barreras que impiden la participación de la DR en los mercados tienen que ser removidas y que la participación del agregador de demanda (DA) en mecanismos de ajustes tiene que estar incentivado. También en el paquete de Invierno “Clean Energy for All Europeans” se incentiva el uso de la flexibilidad por parte de la demanda y el rol del DA sale reforzado [5]. Aun así, diferentes países Europeos aún no han abierto los mercados a los DA (entre los que se incluye España) [6]. En la Figura 1 están representados los pa

Con la entrada de nuevas tecnologías, los edificios y las ciudades se están haciendo más inteligentes: los sistemas de calefacción [7], las baterías eléctricas [8], los Vehículos Eléctricos (EV) conectados a la red [9] e incluso refrigeradores o lavavajillas [10] pueden ser considerados como un recurso para los DA y las redes eléctricas ya que los edificios representan el 40 % del consumo de energía global [11]. Si las barreras legislativas fuesen eliminadas no parece existir ningún tipo de barrera tecnológica para la implantación de DR en Europa. El principal escollo sería encontrar una manera para gestionar todos los consumidores, encontrando un modelo de negocio que pueda ser ventajoso para la empresa, los consumidores y que sea respetuoso con el medioambiente.

Este estudio aporta una visión general de los principales mercados europeos abiertos a la DR en Europa y de las técnicas de gestión actualmente presentes por parte de DA. Finalmente se presenta la solución propuesta en el proyecto SABINA.

2. EUROPA Y LOS MERCADOS DE FLEXIBILIDAD

La Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (REGRT-E) distingue tres grupos de mecanismos de ajuste, que por orden de activación son: FCR (reserva primaria), FRR (reserva secundaria) y RR (reserva terciaria). Los requisitos técnicos para participar en estos mercados varían dependiendo de cada país, pero hay algunos aspectos que se consideran en todos los mercados. Estos requisitos tienen que actualizarse para permitir la participación de la DR, ya que históricamente están pensados para plantas de generación. Los requisitos técnicos más importantes a tener en cuenta son:

- **Tamaño mínimo de la oferta:** Indica los MW mínimos necesarios para participar en el mercado. Cuanto menor sea este parámetro, menos consumidores necesitará el DA.
- **Número máximo de activaciones:** Indica cuantas veces puede activar, un recurso, su flexibilidad en un período de tiempo. Algunos consumidores tienen restricciones sobre el número máximo de activaciones durante un periodo.
- **Simetría de la oferta:** La flexibilidad se entiende en dos direcciones, a subir y a bajar según las necesidades de la red. Si la oferta tiene que ser simétrica, el número de consumidores que pueden participar a la DR será reducido, ya que algunos consumidores pueden ofertar flexibilidad solo en una dirección.

- Tiempo de aviso: Es el tiempo máximo de reacción que una unidad puede tener para activar su flexibilidad. Si es muy corto, pueden haber problemas de comunicación entre el DA y el consumidor y de reacción por parte de los consumidores.
- Duración del servicio: Cuanto más corta es la duración máxima del servicio, más consumidores podrán participar al mercado ya que muchos consumidores pueden activar su flexibilidad por periodos relativamente cortos de 1-2 horas.
- Resolución del producto: Es el tiempo mínimo durante el cual una unidad tiene que ofertar su flexibilidad. Si es muy grande, por ejemplo un día, limita la participación por parte de la demanda, ya que muchas unidades pueden ofertar su flexibilidad solamente durante algunas horas del día.
- Periodo de contratación: Indica cada cuanto tiempo se abre el mercado. Si no se abre diariamente será complicado hacer previsiones sobre la demanda de los consumidores, desaprovechando todos los recursos de flexibilidad disponibles y dificultando las opciones del DA.

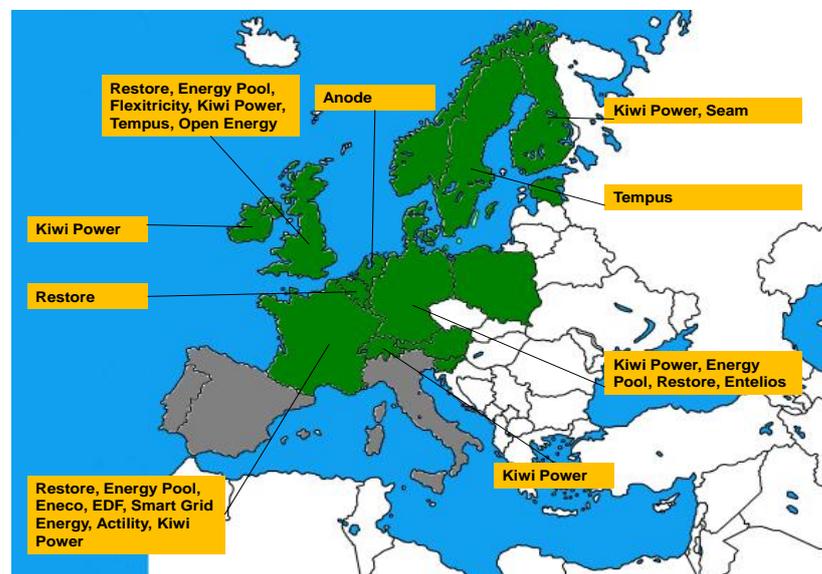


Figura 1 Mapa de los agregadores en Europa

La Tabla 1 muestra un resumen de los requisitos técnicos de los principales países Europeos abiertos a DR (Bélgica, Francia, Finlandia y UK) [12]. Aunque los requisitos técnicos varían fuertemente de país a país, se puede apreciar cómo, en general, para participar en servicios FCR se requieren recursos muy rápidos y capaces de modificar su consumo de manera continuada. Al contrario, los servicios RR, con una activación más lenta, requieren unidades que mantengan su flexibilidad por un tiempo largo.

Tabla 1 Resumen de los requisitos técnicos en los países considerados

Servicio	Tamaño mínimo [MW]	Número máximo de activaciones	Simetría de la oferta	Tiempo de aviso	Durada del servicio	Resolución del producto	Periodo de contratación
FCR	0.1-1	Continuado	Si-No	2 s – 3 min	No stop- 15 min	1/2 hora- 1 semana	Diarío-annual
FRR	1-50	10/día -1/año	No	15 min - 30 min	15 min- 2 h	15 min - 1 h	Diarío - annual
RR	1-10	alguna vez a semana – 40/año	No	15 min- 8 h	2 h – 12 h	1 h - annual	Bimensual-Annual

La Figura 1 muestra el mapa de los DA en Europa. Los países en verde son los países donde los mercados están abiertos a DR y a DA. En el sur de Europa hay un claro hueco legislativo, ya que son los únicos países que aún mantienen los mercados eléctricos abiertos solamente a unidades de producción. Hay que subrayar que no en todos los países donde la legislación permite la participación de los DA en los servicios de ajuste se han desarrollado modelos de negocio para DR. El motivo es que muchos mercados están abiertos “de facto” a DR, aunque haya barreras legislativas y económicas tan grandes que no permiten crear un modelo de negocio válido. Por este motivo es importante que los países del Sur de Europa abran sus mercados a la DR teniendo en cuenta las buenas y malas prácticas de otros países.

3. GESTIÓN DE LOS AGREGADORES DE DEMANDA

Siendo que la participación de pequeños consumidores-generadores en los mercados auxiliares debe ser coordinada, los agregadores tienen que elegir cuál es el entorno que mejor les conviene según las particularidades de sus consumidores y del marco legislativo del país. En este sentido, hay dos formas de entender la forma de gestionarlos:

- Orientada al sistema y centralizada: Esta solución pone el foco en las necesidades del SO y utiliza la flexibilidad que ofrece el DA como un recurso distribuido con el que puede contar en caso necesario.
- Orientada a los consumidores (prosumers) o descentralizada: Con esta otra perspectiva, esta aproximación a la gestión de la demanda busca maximizar el beneficio de los consumidores ofreciendo servicios que el DA puede utilizar y revender a la red eléctrica.

Independientemente de la opción, los algoritmos que manejan los DA para estimar el ancho de las bandas de potencia a subir y bajar en cada hora que utilizaran en el sistema de casación de ofertas del día anterior, pueden basarse en los consumos esperados de sus consumidores incorporando desviaciones debidas a cambios meteorológicos o incorporando modelos estocásticos de ocupación y ocurrencia de eventos, tales como la programación basada en el día anterior de Ayon et al. [13] que cuenta con una variedad de consumidores (oficinas, centros comerciales, hoteles y viviendas) y que evaluaba el servicio según la ocupación y el confort.

En las siguientes secciones se analizan las características de las publicaciones científicas más recientes de ambas aproximaciones para acabar presentando el cómo y el porqué del enfoque utilizado en el proyecto europeo SABINA.

3.1. Aproximaciones centralizadas

Para gestionar la flexibilidad, hay básicamente dos tipos de herramientas a utilizar, el recorte y las cargas o generación desplazables. Con recorte se entiende que toda aquella energía no utilizada (en el caso de una reducción del consumo) no se verá reflejada en un aumento posterior del consumo. Por otro lado, por desplazables se entiende que, de alguna manera, esa energía deberá ser “devuelta” a posteriori como, por ejemplo, en el caso de sistemas de calefacción que pueden retrasar durante un período de tiempo su encendido pero que, una vez terminada la restricción, deberán calentar el edificio hasta los valores previstos previamente por el edificio.

Para calcular el coste de la energía disponible con la flexibilidad de los consumidores, el proyecto EMPOWER [14] realiza un análisis de costes según la fuente de flexibilidad (inercia térmica de espacios, sistemas de generación y almacenaje tales como baterías y EV). A partir de allí, y basándose en un indicador semafórico de activación de la DR, cuando el señal es naranja o rojo, el DA toma el control local de los elementos del prosumer y activa aquellos elementos que mejor cumplan con los requerimientos de funcionamiento minimizando el coste.

Basándose en la información que utilizan los sistemas de gestión de energía, el estudio de Iria et al. [15] añade los datos de previsión meteorológica y de tarifas para realizar la optimización de la oferta de flexibilidad incorporando eventos estocásticos y compara los escenarios según el conocimiento de dichos eventos. La profundidad de conocimiento de los eventos es clave, tal y como muestra el estudio de Elham et al. [16] en dónde incluso los eventos de carga de EV son indicados por el propietario del vehículo.

Siguiendo con la arquitectura vertical en los que el DA tiene total conocimiento del prosumer, Tang et al. [17] presentan un innovador sistema de control de costes que se basa en índices de confort de cada uno de los elementos que gestiona el prosumer. Cuanto más alejado del valor de máximo confort más bajo es este valor (que va de 0 a 1). Así, por ejemplo un EV se vería incentivado a consumir energía si está descargado, mientras aumentarían los costes si está cerca de la carga máxima.

Por otro lado, a parte de la gestión propia del sistema y su análisis de costes, es importante tener la perspectiva del DA, como realizan Henríquez et al. [18], en el que presenta la relación DA-prosumer en forma de contratos que se definen según los tipos de flexibilidad indicados al principio de la sección. Los contratos son: de carga fija, de recorte y de desplazamiento además de incorporar también la base temporal al tener en cuenta contratos del día anterior e intradiarios en cuyo caso, en este estudio, el DA toma el control del prosumer. En este estudio el problema se divide en dos niveles. El primer nivel tiene como objetivo maximizar el beneficio del DA mientras que el segundo nivel pretende minimizar los costes de proveer dichos servicios al sistema de balances y de tiempo-real. Al trabajar en entorno intradiario, este algoritmo está constantemente interactuando con el mercado y los sistemas de gestión de los consumidores.

Como se puede observar, en la mayoría de los estudios en los que hay una gestión centralizada, el DA tiene un conocimiento total de las características de sus clientes. Este no es el caso del proyecto SABINA.

3.2. Aproximaciones descentralizadas

Como consecuencia de la orientación del beneficio, la gran diferencia entre los estudios centralizados y descentralizados es que los primeros no ponen demasiado interés en conocer los agentes (entendidos como elementos que toman decisiones) que participan en la gestión de la demanda, mientras que en el segundo los agentes pueden llegar hasta el nivel de electrodoméstico o la temperatura de una habitación [19] teniendo todo tipo de agentes intermedios [20].

En este sentido, las soluciones y modelos de negocio pueden llegar a ser muy creativos. Hay estudios, por ejemplo, que presentan al DA como un algoritmo cooperativo y no competitivo que busca maximizar el beneficio comunitario, no tanto el beneficio individual [21]. Los resultados de estas aproximaciones parecen más provechosas, pero su incertidumbre crece substancialmente.

En el lado completamente opuesto, existen los estudios basados en la teoría de juegos de modo que los prosumers compiten entre ellos para proveer la energía requerida por el sistema [22]. En estos casos de competición, el DA realiza una especie de subasta previa para saber con quién contar en cada momento.

Hay que entender que las aproximaciones descentralizadas no están solamente restringidas a edificios residenciales o terciarios, de hecho, pueden ser igualmente aplicables para aplicaciones industriales, como el ejemplo que utiliza grandes sistemas de baterías de litio (3-9MWh) [23] o la herramienta, más o menos acertada, que permite al director de operaciones activar o no la flexibilidad de sus instalaciones de acuerdo a ciertos parámetros económicos [24].

3.3. El Agregador como planta de virtual.

El concepto de planta virtual (VPP de Virtual Power Plant) apareció para agregar sistemas de generación de energía renovables y, poco a poco, ha ido transformándose hasta poder entenderse casi como un agregador [25]. De hecho, entre las muchas definiciones de VPP hay quien las describe como: “un conjunto de elementos controlados remota y automáticamente por programas informáticos para optimizar la generación, la respuesta a la demanda y el almacenamiento de energía como si se tratase de un solo sistema” [26].

Las similitudes entre estudios de VPP y de Agregadores se encuentran en todos los niveles. Existen similitudes en los elementos que las configuran, que pueden incorporar sistemas de generación, de almacenaje y de consumos tales como EV [27] e incluso edificios [28]. También en los elementos que utilizan para la optimización y organización, tales como los sistemas de predicción meteorológica, de mercado o el aprendizaje de consumos entre otros [29]. Y finalmente, también en la manera de entender su gestión, que puede igualmente ser centralizada (i fuertemente jerarquizada) [25], o descentralizada basada en agentes [27].

Por ello, es importante incluir el estudio de soluciones VPP si se pretende crear un Agregador de demanda óptimo.

3.4. La solución SABINA

Teniendo en cuenta que la mayoría de sistemas de gestión de energía de los edificios no permiten ser controlados desde el exterior ni muestran toda la información que recogen, como pretenden la mayoría de estudios basados en sistemas centralizados, ni tampoco están preparados con algoritmos de juegos para participar automáticamente en subastas o en cooperativas, tal y como pretenden los sistemas descentralizados, la solución de SABINA tenía que encontrar otra directriz de funcionamiento.

Como cabe esperar, la mayoría de las soluciones de gestión de DR con DA se concentra en el rendimiento económico de su actividad al ser un servicio propio del mercado eléctrico. Teniendo en cuenta que el uso de DR en edificios puede contribuir a reducir los picos de consumo y que, la DR puede implícitamente participar de la reducción de emisiones de CO₂ globales del sistema. Además, como la DR permite la entrada de edificios en el mercado y los típicos parámetros de gestión de edificios incluyen la eficiencia, las emisiones y el consumo de energía primaria a parte de los términos económicos [30], tiene sentido incorporar alguna de estos parámetros en la valoración del DA. De hecho, el estudio de Diekerhof [10] demuestra que un DA puede tener distintos parámetros (porcentaje de renovables, coste, recorte de picos, emisiones de CO₂ o tiempo de uso) que lo rijan o incluso más de uno, obteniendo siempre resultados distintos.



Figura 2 Parámetros utilizados en la optimización SABINA

En el proyecto SABINA se intenta utilizar el mínimo de información del Sistema de gestión de la energía (EMS) para realizar la agregación, intentando así aproximarse a la realidad comercial. Por ello, SABINA utiliza el EMS solamente para saber el máximo

y mínimo de flexibilidad que el edificio puede ofrecer y su consumo esperado para el día siguiente. Además, el EMS de SABINA tiene como directriz la maximización del autoconsumo en base a fuentes renovables de energía. Para intentar seguir con la directriz medioambiental del edificio, el Agregador de SABINA se basa en las emisiones esperadas de la red (según la información publicada en ESIOS del balance de generación programada) y en los precios de consumo y de banda de regulación para el día siguiente (también publicados en ESIOS) para realizar una agregación de energía en la que minimiza las emisiones de CO₂ al mismo tiempo que garantiza no perder dinero con las actuaciones.

4. CONCLUSIONES

La agregación de demanda se puede realizar de forma centralizada o descentralizada. Un conocimiento exhaustivo de la realidad funcional y de costes de todos y cada uno de los prosumers parece ser computacionalmente muy complicado, con lo que es preciso concebir un sistema sencillo que requiera de relativamente pocos datos, sea rápido y capaz de tener en cuenta otros parámetros de los estrictamente económicos si pretendemos llegar más allá en el modelo de transición energética.

5. AGRADECIMIENTOS.

Los autores agradecen la posibilidad de trabajar en esta rama de investigación a los proyectos REFER (COMRDI15-1-0036) de la comunidad RIS3CAT Energía, financiado por ACCIÓ con Fondos Europeos para el Desarrollo de las Regiones (FEDER), y SABINA, financiado con fondos Europeos del programa de investigación e innovación H2020 N° 731211. El trabajo de Cristina Corchero tiene el soporte de IJCI-2015-26650 (MICINN).

6. BIBLIOGRAFÍA

1. Papaefthymiou, G.; Grave, K.; Dragoon, K. Flexibility options in electricity systems. *Ecofys, Eur. Copp. Inst.* **2014**, 51, doi:Project number: POWDE14426.
2. Spiliotis, K.; Ramos Gutierrez, A. I.; Belmans, R. Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids. *Appl. Energy* **2016**, 182, 613–624, doi:10.1016/j.apenergy.2016.08.145.
3. Shariatzadeh, F.; Mandal, P.; Srivastava, A. K. Demand response for sustainable energy systems: A review, application and implementation strategy. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2015**, 45, 343–350, doi:10.1016/j.rser.2015.01.062.
4. European Parliament Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency. *Off. J. Eur. Union Dir.* **2012**, 1–56, doi:10.3000/19770677.L_2012.315.eng.
5. European Commission Clean Energy for All Europeans Available online: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>.
6. Smart Energy Demand Coalition Mapping Demand Response in Europe Today. *SEDC. Smart Energy Demand Coalit.* **2014**, 92.
7. Behboodi, S.; Chassin, D. P.; Djilali, N.; Crawford, C. Transactive control of fast-acting demand response based on thermostatic loads in real-time retail electricity markets. *Appl. Energy* **2018**, 210, 1310–1320, doi:10.1016/j.apenergy.2017.07.058.
8. LIU, K.; CHEN, Q.; KANG, C.; SU, W.; ZHONG, G. Optimal operation strategy for distributed battery aggregator providing energy and ancillary services. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy* **2018**, 6, 722–732, doi:10.1007/s40565-017-0325-9.
9. Iria, J.; Soares, F.; Matos, M. Optimal supply and demand bidding strategy for an aggregator of small prosumers. *Appl. Energy* **2018**, 213, 658–669, doi:10.1016/j.apenergy.2017.09.002.
10. Diekerhof, M.; Peterssen, F.; Monti, A. Hierarchical Distributed Robust Optimization for Demand Response Services. *IEEE Trans. Smart Grid* **2017**, 3053, 1–1,

- doi:10.1109/TSG.2017.2701821.
11. Lindberg, K. B. *Impact of Zero Energy Buildings on the Power System - A study of load profiles , flexibility and system investments*; 2017; Vol. 35; ISBN 9788232621446.
 12. Barbero, M.; Igualada, L.; Corchero, C. Overview of the regulation on aggregator agents in Europe. *2018 15th Int. Conf. Eur. Energy Mark.* **2018**, 1–5.
 13. Ayón, X.; Gruber, J. K.; Hayes, B. P.; Usaola, J.; Prodanović, M. An optimal day-ahead load scheduling approach based on the flexibility of aggregate demands. *Appl. Energy* **2017**, *198*, 1–11, doi:10.1016/j.apenergy.2017.04.038.
 14. Olivella-Rosell, P.; Bullich-Massagué, E.; Aragüés-Peñalba, M.; Sumper, A.; Ottesen, S. Ø.; Vidal-Clos, J. A.; Villafáfila-Robles, R. Optimization problem for meeting distribution system operator requests in local flexibility markets with distributed energy resources. *Appl. Energy* **2018**, *210*, 881–895, doi:10.1016/j.apenergy.2017.08.136.
 15. Iria, J.; Soares, F.; Matos, M. Optimal supply and demand bidding strategy for an aggregator of small prosumers. *Appl. Energy* **2017**, 1–12, doi:10.1016/j.apenergy.2017.09.002.
 16. Akhavan-Rezai, E.; Shaaban, M. F.; El-Saadany, E. F.; Karray, F. Managing Demand for Plug-in Electric Vehicles in Unbalanced LV Systems with Photovoltaics. *IEEE Trans. Ind. Informatics* **2017**, *13*, 1057–1067, doi:10.1109/TII.2017.2675481.
 17. Tang, Y.; Chen, Q.; Ning, J.; Wang, Q.; Feng, S.; Li, Y. Hierarchical control strategy for residential demand response considering time-varying aggregated capacity. *Electr. Power Energy Syst.* **2018**, *97*, 165–173.
 18. Henriquez Auba, R.; Wenzel, G.; Olivares, D.; Negrete-Pincetic, M. Participation of Demand Response Aggregators in Electricity Markets: Optimal Portfolio Management. *IEEE Trans. Smart Grid* **2017**, *3053*, 1–1, doi:10.1109/TSG.2017.2673783.
 19. Madjidian, D.; Roozbehani, M.; Dahleh, M. A. Energy Storage from Aggregate Deferrable Demand: Fundamental Trade-offs and Scheduling Policies. *IEEE Trans. Power Syst.* **2017**, *8950*, doi:10.1109/TPWRS.2017.2766144.
 20. Babar, M.; Nguyen, P. H.; Cuk, V.; Kamphuis, I. G.; Bongaerta, M.; Hanzelka, Z. The evaluation of agile demand response: An Applied Methodology. *IEEE Trans. Smart Grid* **2017**, *PP*, doi:10.1109/TSG.2017.2703643.
 21. Malik, A.; Ravishankar, J. A hybrid control approach for regulating frequency through demand response. *Appl. Energy* **2018**, *210*, 1347–1362, doi:10.1016/j.apenergy.2017.08.160.
 22. Noncooperative game theoretic model of DRA competition for selling stored energy.
 23. Zhang, X.; Hug, G.; Kolter, J. Z.; Harjunkoski, I. Demand Response of Ancillary Service From Industrial Coordinated With Energy Storage. *IEEE Trans. Power Syst.* **2018**, *33*, 951–961, doi:10.1109/TPWRS.2017.2704524.
 24. Ameri Sianaki, O.; Masoum, M. A. S.; Potdar, V. A decision support algorithm for assessing the engagement of a demand response program in the industrial sector of the smart grid. *Comput. Ind. Eng.* **2018**, *115*, 123–137, doi:10.1016/j.cie.2017.10.016.
 25. Clausen, A.; Umair, A.; Demazeau, Y.; Jørgensen, B. N. Agent-Based Integration of Complex and Heterogeneous Distributed Energy Resources in Virtual Power Plants. In *Advances in Practical Applications of Cyber-Physical Multi-Agent Systems: The PAAMS Collection*; 2017; Vol. 10349 ISBN 978-3-319-59929-8.
 26. Asmus, P. Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future. *Electr. J.* **2010**, *23*, 72–82, doi:10.1016/j.tej.2010.11.001.
 27. Koraki, D.; Strunz, K. Wind and Solar Power Integration in Electricity Markets and Distribution Networks Through Service-centric Virtual Power Plants. *IEEE Trans. Power Syst.* **2017**, *33*, 1–1, doi:10.1109/TPWRS.2017.2710481.
 28. Shabanzadeh, M.; Sheikh-El-Eslami, M. K.; Haghifam, M. R. An interactive cooperation model for neighboring virtual power plants. *Appl. Energy* **2017**, *200*, 273–289, doi:10.1016/j.apenergy.2017.05.066.
 29. Loßner, M.; Böttger, D.; Bruckner, T. Economic assessment of virtual power plants in the German energy market — A scenario-based and model-supported analysis. *Energy Econ.* **2017**, *62*, 125–138, doi:10.1016/j.eneco.2016.12.008.
 30. Junker, R. G.; Azar, A. G.; Lopes, R. A.; Lindberg, K. B.; Reynders, G.; Relan, R.; Madsen, H. Characterizing the energy flexibility of buildings and districts. *Appl. Energy* **2018**, *225*, 175–182, doi:10.1016/j.apenergy.2018.05.037.