Agora Energiewende

UMA PALAVRA SOBRE

FLEXIBILIDADE

A transição energética alemã na prática: como o mercado de eletricidade gerencia a flexibilidade quando as parcelas de energia eólica e fotovoltaica são altas

Versão brasileira por

E+ transição energética

UMA PALAVRA SOBRE

FLEXIBILIDADE

EDITORIAL

Uma palavra sobre flexibilidade

A transição energética alemã na prática: como o mercado de eletricidade gerencia a flexibilidade quando as parcelas de energia eólica e fotovoltaica são altas

COMISSIONADO POR:

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlim
P +49. (0) 30. 700 14 35-000
F +49. (0) 30. 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

AUTOR:

Christian Redl
christian.redl@agora-energiewende.de

Layout: Juliane Franz, Agora Energiewende
Imagem da capa: istock.com/design56
Tradução para português: Bráullio de Souza

Supported by:

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy

on the basis of a decision by the German Bundestag

139/01-won-2018/EN
Publicação: setembro de 2018

Esta publicação está disponível para *download* sob este código QR

O QUE VOCÊ APRENDERÁ

Por que a energia solar e a eólica não podem fornecer produção de energia elétrica constante

mais na página 9

O mau tempo não é necessariamente uma má notícia, mas apenas normal quando se trata de vento e sol. Há dias sem muito sol (sem mencionar as noites) e há horas com pouco ou nenhum vento. Há também dias com muito vento e sol. A boa notícia é que, graças à meteorologia moderna e à previsão do tempo, sabemos exatamente onde e quanto o vento está soprando e o sol está brilhando. Assim, podemos adaptar o sistema de fornecimento de energia elétrica à previsão de produção de energia eólica e fotovoltaica (FV) para equilibrar a demanda e fornecer energia elétrica a cada momento.

unsplash.com/ jason-blackeye

Por que isso não é um problema (porque há muitos geradores de eletricidade disponíveis que provêm flexibilidade)

mais na página 25

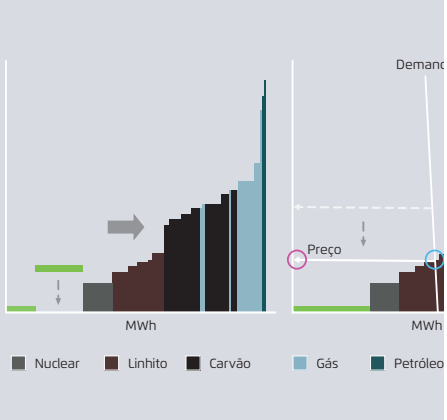
Você provavelmente já ouviu falar que as usinas de fontes de energia fósseis são ruins para o clima. Para ser mais preciso, estão queimando carvão, gás e petróleo, o que é nocivo para o clima. Portanto, a tarefa real é queimar menos carvão, petróleo e gás, e fazê-lo apenas quando não há outras opções disponíveis – portanto, quando não há vento e sol suficientes. Isso significa, por exemplo, que as antigas usinas a carvão precisam operar com mais flexibilidade – não em um modo "liga/desliga" simples, e não em um modo "24/7". Não é impossível. A usina da foto fica na cidade alemã de Ibbenbueren e foi comissionada em 1985 como uma usina de energia elétrica do tipo "liga/desliga" (fornecendo rendimento total por aproximadamente metade do dia). Nos últimos anos, sua operadora RWE implementou novas tecnologias. Agora essa usina é capaz de reduzir sua produção de energia elétrica em 70% em poucos minutos e aumentá-la novamente em um curto espaço de tempo.

istock.com/MichaelUtech

Como um mercado de energia elétrica aberto organiza o preenchimento de lacunas de maneira eficiente

mais na página 15

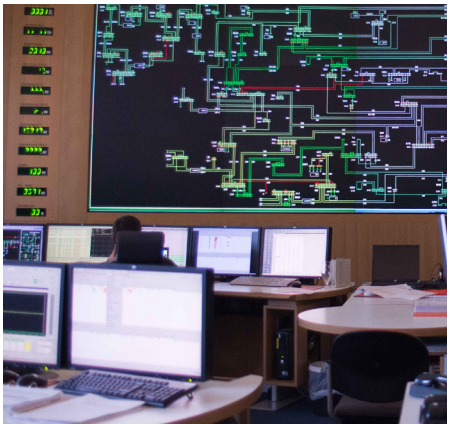
Os mercados de energia elétrica garantem que a demanda por eletricidade seja coberta pelas usinas mais baratas disponíveis. Claro, isso depende de um nível satisfatório de competição entre geradores e fornecedores. As plataformas do mercado de eletricidade coletam as ofertas dos produtores, classificam-nas de mais baratas para mais caras e as interceptam com ofertas para comprar eletricidade. Esse princípio minimiza o custo necessário para atender à demanda. A energia eólica e solar também pode ser vendida nessas plataformas. Como essas fontes têm custos de geração próximos a zero (o vento sopra, o sol brilha de graça, e eles não emitem CO_2), elas vêm em primeiro lugar para atender à demanda de eletricidade. Depois que os mercados fecham, as diferenças em tempo real entre oferta e demanda (devido a interrupções súbitas de usinas, por exemplo) são resolvidas pelos operadores do sistema que implantam reservas de balanceamento (geralmente contratadas antecipadamente) para compensar as diferenças.



Por que isso não é apenas teoria, mas prática diária comprovada

mais na página 12

Em algumas partes da Alemanha, a participação média das fontes renováveis na rede já é superior a 50%, às vezes até mais de 100%. Os operadores de rede aprenderam a gerenciar muito bem a oferta de eletricidade flutuante. Na foto, você pode ver a sala de controle da 50Hertz, a operadora da rede de transmissão na parte leste da Alemanha.



Que até algumas situações extraordinárias foram gerenciadas adequadamente

mais na página 17

Quando um eclipse solar ocorreu na Alemanha em 2015, a produção de energia solar caiu e aumentou muito rapidamente – mais rápido do que nunca na história. Devido a previsões muito precisas, não houve danos ao sistema de fornecimento de energia elétrica a qualquer momento, nem foi necessário usar as redes de segurança construídas para se preparar para o pior. Do ponto de vista dos usuários de eletricidade, foi apenas um dia normal. Do ponto de vista dos produtores de eletricidade, foi um vislumbre do futuro – com maiores parcelas de renováveis, veremos variações comparáveis no fornecimento de eletricidade com mais frequência. E agora sabemos como lidar com elas.

fotolia.de/Ig0rZh

Por que existem melhores meios para fornecer flexibilidade do que o armazenamento de energia elétrica

mais na página 17

Sem dúvida: é uma ótima ideia armazenar energia elétrica quando está disponível em grandes volumes e usá-la novamente quando a oferta é limitada. O armazenamento elétrico pode fornecer esse serviço. Porém, quando é o momento certo para começar a implantar o armazenamento? No início de toda implantação massiva de fontes renováveis, haverá excesso de eletricidade apenas em alguns dias por ano – se é que haverá em algum (na Alemanha, não houve um único dia com excesso de energia elétrica proveniente de fontes renováveis). Em comparação com o custo da instalação de armazenamento, esses eventos de armazenamento de um dia, para sistemas de energia elétrica interconectados, serão muito caros. Muito mais caro do que simplesmente descarregar o excesso de energia elétrica ou usá-lo para fins menos onerosos – como exportá-lo para países vizinhos (linhas de energia elétrica são mais baratas que armazenamento) ou permitir que a indústria receba um pouco de energia elétrica extra em alguns dias.

CONTEÚDO

Introdução **9**

Noções básicas sobre o mercado de energia elétrica **11**

Estudos de caso **17**
Eclipse solar de 2015 17
Férias de Natal de 2015 22
Dia das Mães e Pentecostes de 2016 28

O mercado de energia elétrica para gerenciar o desafio da flexibilidade: principais conclusões dos estudos de caso alemães **35**

Glossário **39**

Introdução

Em 2017, as fontes renováveis representaram 33,1% da matriz elétrica alemã. Desse total, quase 67% foram gerados por energia eólica e solar fotovoltaica (FV). Como essas são fontes de energia elétrica intermitentes, seu domínio introduziu um novo paradigma para os sistemas de energia elétrica: flexibilidade.

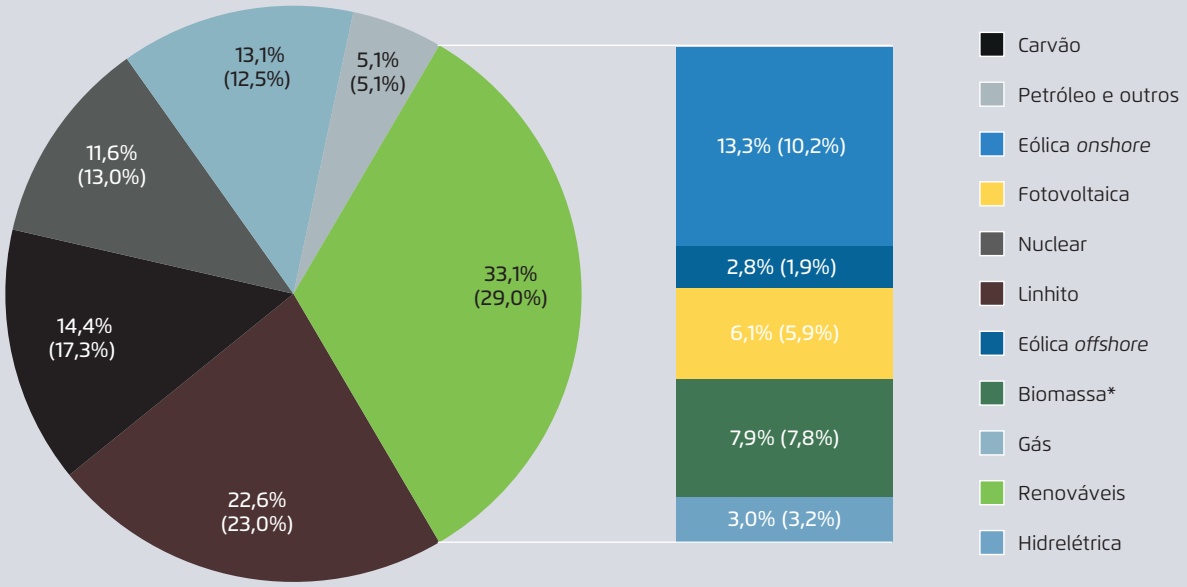
A necessidade de os sistemas de energia elétrica responderem de forma mais flexível à medida que as parcelas de energia eólica e fotovoltaica aumentam é ilustrada na Figura 2. A flexibilidade já é um problema no sistema elétrico da Alemanha atualmente. As usinas convencionais despacháveis precisam realizar mais rampas e com mais rapidez, muitas vezes operando com cargas parciais, e precisam ser ligadas e desligadas com maior regularidade. Como mostra a figura, a necessidade de flexibilidade é mais pronunciada em épocas de alta produção eólica e FV: com as fontes renováveis constituindo 33,1% da geração de energia elétrica em 2017, a participação de fontes de energias renováveis (FER) chegou a 88%, sendo que a participação apenas da energia eólica e FV pode chegar a 75%. Uma questão-chave, portanto, é: o sistema de energia elétrica alemão pode permanecer confiável, mantendo seus custos razoáveis quando a necessidade de flexibilidade é alta? A seguir, fornecemos algumas respostas para essa questão.

A fim de administrar o chamado desafio da flexibilidade, os mercados atacadistas de energia elétrica permitem que os participantes do mercado vendam e comprem eletricidade à medida que os preços sobem e descem, assegurando um equilíbrio entre oferta e demanda. Este estudo explica como o sistema elétrico alemão gerencia requisitos de flexibilidade com mercados atacadistas. O próximo capítulo explica o funcionamento básico e a estrutura desses mercados. Ele é seguido por estudos de caso selecionados de dias em que as parcelas de fontes renováveis variáveis (FERv) flutuam muito. O estudo conclui com observações mais gerais sobre o gerenciamento bem-sucedido de requisitos de flexibilidade usando mercados de energia elétrica.

unsplash.com/ jason-blackeye

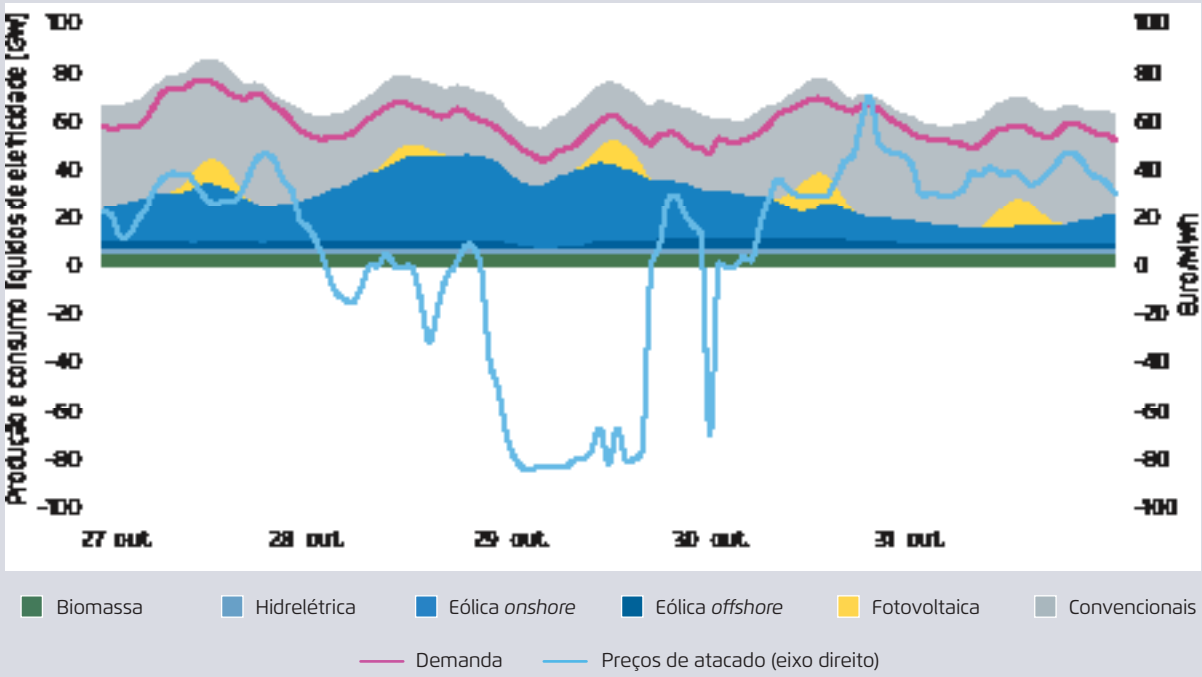
As turbinas eólicas fornecem cada vez mais energia elétrica a um custo menor do que as usinas convencionais. A meteorologia moderna permite prever produções de energia elétrica de parques eólicos muito precisamente. Isso possibilita que o sistema de energia elétrica se adapte à produção variável de energia elétrica.

A matriz elétrica alemã em 2017. Figura 1



*Inclui resíduos domésticos biodegradáveis
AG Energiebilanzen 2017a

Geração e consumo de energia elétrica na Alemanha, de 27 a 31 de outubro de 2017. Figura 2



Agorameter

Noções básicas sobre o mercado de energia elétrica

A organização do mercado de energia elétrica alemão baseia-se em grande parte na política estabelecida pela União Europeia e seus Estados-membros para criar um mercado interno de eletricidade na Europa. Propostas específicas de mercado surgiram de um modelo-alvo de eletricidade, que é baseado na competição entre participantes do mercado e no comércio transfronteiriço de eletricidade.[1] Tipicamente, as zonas de preços de mercado – áreas onde o preço de atacado é o mesmo – são de tamanho nacional (veja Figura 3 – Geografia e configuração da zona de preços na Europa central, ocidental e norte. Fonte: OFGEM (2014)).[2] O comércio entre zonas de preços ocorre pelo que é conhecido como acoplamento de mercado, um algoritmo de compensação

1 Para mais informações sobre a estrutura do mercado energético europeu, consulte: http://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers.

2 Exceções ao esquema "uma zona de preço por país" são a Itália e os países nórdicos Noruega, Suécia e Dinamarca, cada um com várias zonas de preços dentro de suas fronteiras nacionais. Áustria, Alemanha e Luxemburgo formam uma única zona de preços.

Geografia e configuração da zona de preços na Europa central, ocidental e norte. Figura 3

OFGEM (2014)

de mercado transfronteiriço que otimiza as importações e as exportações.

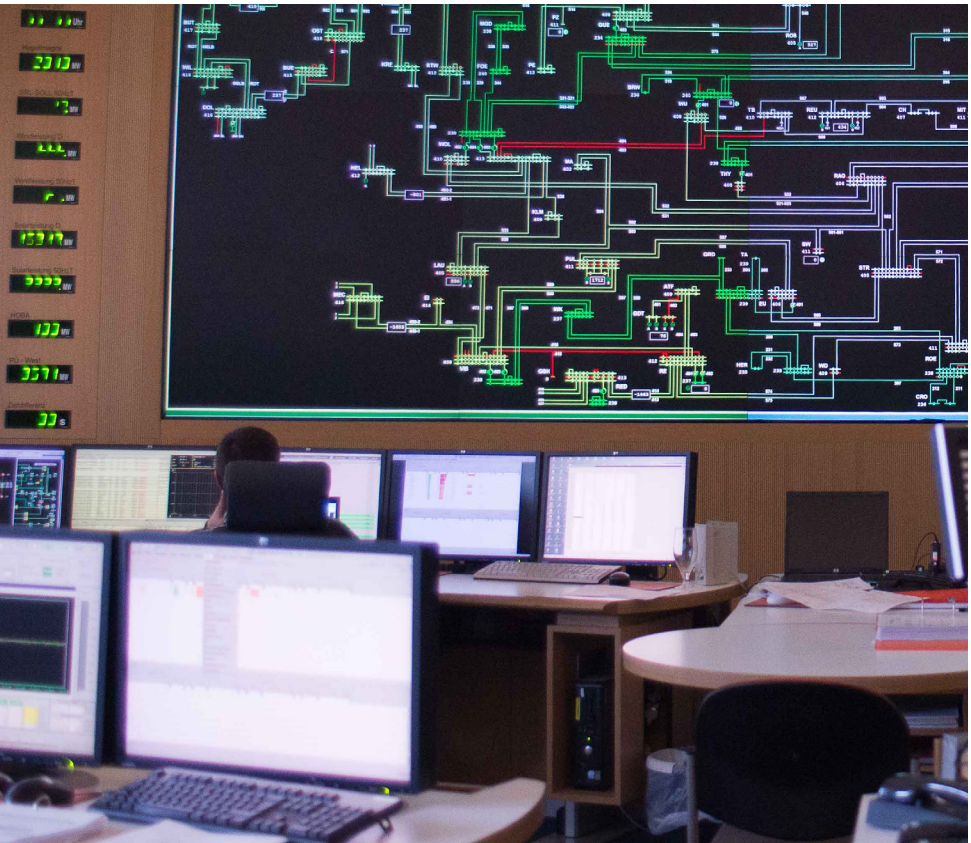
A configuração do mercado em diferentes zonas assume que a eletricidade pode fluir livremente dentro de cada zona. Todavia, o congestionamento de rede intrazonal ocorre frequentemente, e a eletricidade não pode fluir livremente dentro de uma zona. Quando isso acontece, os operadores do sistema de transmissão (TSOs – transmission system operators) precisam executar ações de redespacho para alinhar o "mercado zonal" às realidades físicas do sistema de energia elétrica (como capacidade de transmissão; consulte o Box 1).[3]

Os agentes do mercado comercializam a oferta e a demanda esperadas, tanto nos mercados de energia elétrica como bilateralmente. A Figura 4 mostra a sequência de transações no mercado alemão de energia elétrica. A negociação nos mercados futuros e de longo prazo começa alguns anos antes da entrega efetiva, com o objetivo principal de administrar o risco dos preços no atacado (de futuro incerto). Aproximadamente metade do consumo real de energia elétrica é comercializado no mercado do dia seguinte, no qual um leilão acontece todos os dias às 12h, e a eletricidade é negociada para cada hora do dia seguinte. Cada hora é caracterizada por um preço de atacado específico, que é tipicamente menor em tempos de baixa demanda e/ou alta geração de energia renovável (veja a próxima seção). Após o mercado do dia seguinte, as negociações continuam no mercado intradiário, onde produtos por hora e por 15 minutos são negociados até 30 minutos antes da entrega.

O mercado intradiário é particularmente importante para a integração da energia eólica e solar, pois permite negociações que respondem a previsões de geração atualizadas.[4] Dependendo das previsões de vento atualizadas, os preços intradiários geralmente são mais altos ou mais baixos do que os preços do dia seguinte. Por exemplo, no caso de superestimação da produção renovável do dia seguinte ou subestimação da demanda,

3 Em 2015, os TSOs alemães deram instruções de redespacho às usinas de energia elétrica convencionais no valor de 17 TWh (Fonte: Bundesnetzagentur (2016): 3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015). Em comparação, a demanda de energia elétrica alemã em 2015 foi de 597 TWh.

4 Cerca de 6% da demanda bruta de eletricidade alemã foi negociada no mercado intradiário em 2015. Fonte: EPEX Spot (2016).



A partir desta sala de controle, é gerenciado o fornecimento de energia elétrica na parte oriental da Alemanha. Em média, mais de 50% da eletricidade proveniente de fontes renováveis flui pelas redes. Em alguns dias é quase 100%. Os funcionários cuidam para que haja um suprimento confiável.

Box 1: Despacho do mercado de energia elétrica, gestão de congestionamentos, redespacho e *curtailment*

Na União Europeia, a eletricidade é negociada principalmente por meio de mercados de energia elétrica descentralizados ou por transações bilaterais. O comércio ocorre para entrega a cada hora ou fração de hora. O resultado de mercado de todas as ofertas de compra e venda determinam a alocação de recursos no sistema, ou seja, o despacho de tecnologias de oferta e demanda.

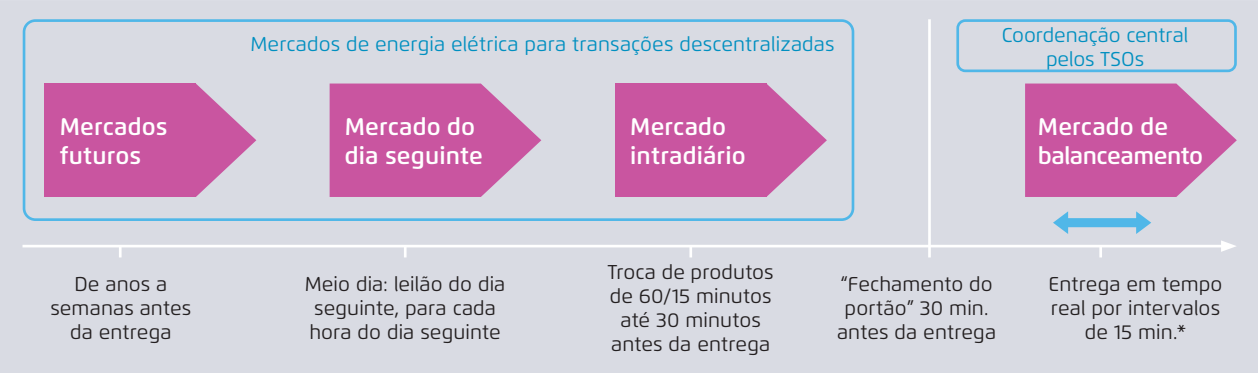
A gestão de congestionamento envolve o ajuste do despacho baseado no mercado de energia elétrica para respeitar os limites da rede. Aqui, distingue-se entre medidas preventivas e ajuste em tempo real. A gestão de congestionamentos é tipicamente organizada pelos TSOs por meio de arranjos baseados no mercado ou de esquemas de comando e controle feitos por pedidos para usinas convencionais (redespacho) ou renováveis (*curtailment*). Em essência, a gestão de congestionamentos visa alinhar o despacho da compensação do mercado atacadista (que, dependendo da estrutura da zona de preços, pode não refletir as restrições da rede) com as realidades físicas da rede (ver CE Delft e Microeconomix (2016)).

As instruções de gestão de congestionamento para usinas de energia elétrica convencionais são tipicamente descritas como "redespacho", quando o TSO altera o cronograma de despacho baseado no mercado de usinas de energia elétrica. "*Curtailment*" é quando o TSO reduz a produção de energia elétrica por fontes renováveis, em particular da energia eólica. O redespacho reduz e aumenta a geração, enquanto o *curtailment* apenas a reduz.

será exigida energia elétrica adicional no mercado intradiário, e os preços intradiários serão maiores do que os preços do dia seguinte (ou vice-versa). A Figura 5 ilustra a diferença entre os preços intradiário e do dia seguinte (o chamado *spread* intradiário) e o erro de previsão de energia eólica para o dia seguinte por um período de 7 dias. O *spread* intradiário mostra uma forte correlação com o erro de previsão de eólica do dia seguinte, operações corretivas no mercado intradiário.[5]

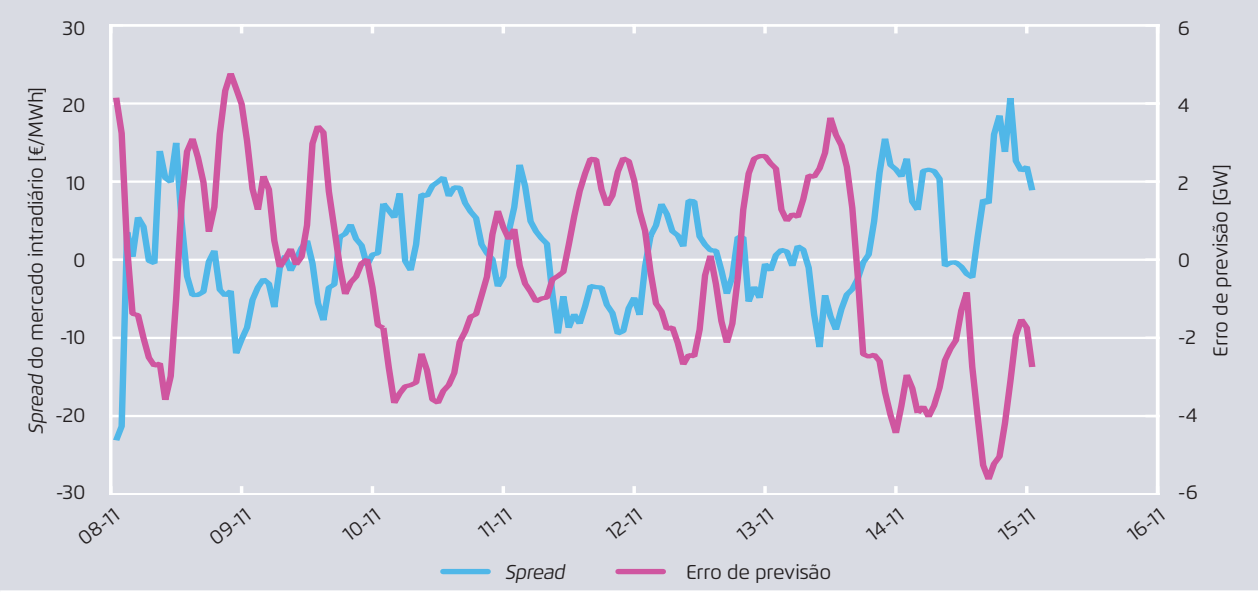
5 Veja CE Delft e Microeconomix (2016): Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility. Estudo em nome da Agora Energiewende.

Sequência de transações no mercado de energia alemão. Figura 4



* As penalidades por desequilíbrio incentivam os agentes do mercado a aderir às realidades físicas das negociações do mercado.
Ilustração própria

Spread intradiário (definido como preço intradiário menos o preço do dia seguinte) *versus* erro de previsão de eólica para o dia seguinte (definido como geração real de energia eólica menos a previsão para o dia seguinte) na Alemanha, em novembro de 2015. Figura 5



CE Delft e Microeconomix (2016)

Trinta minutos antes da entrega, os mercados de energia elétrica fecham a negociação. Posteriormente, os TSOs utilizam mercados de balanceamento centralizados para realizar o balanceamento em tempo real que gerencia os desvios entre os negócios anteriores e o resultado real (ver Box 2).

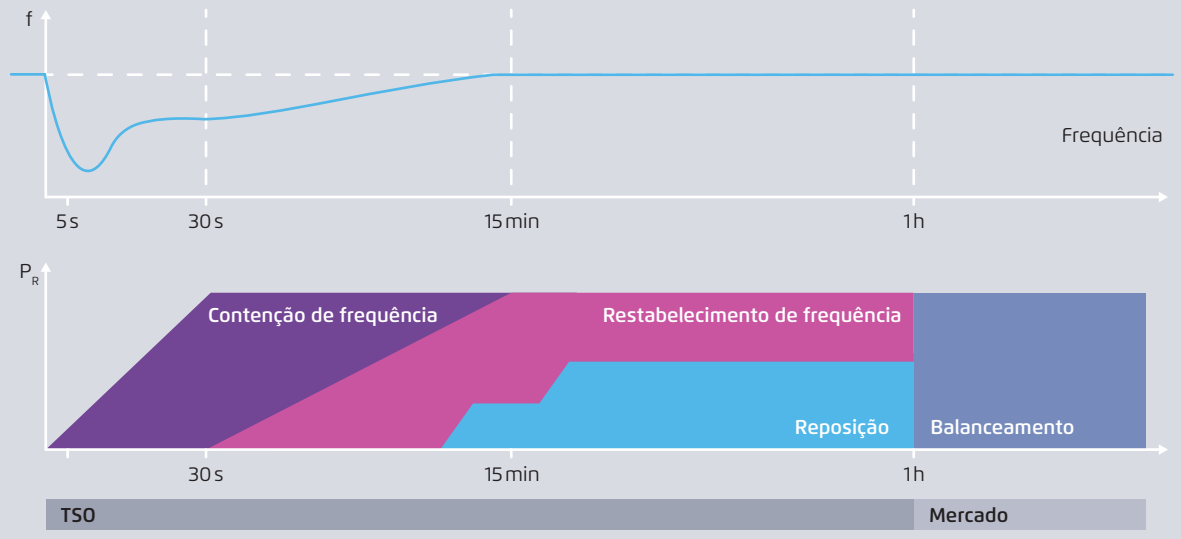
Como os preços são formados nos mercados de energia elétrica? Podemos ilustrar usando o exemplo de um leilão do mercado do dia seguinte. Nesse caso, geradores, fornecedores/varejistas e grandes consumidores comercializam – em megawatt-hora – quantidades específicas de energia elétrica para uma hora específica do dia seguinte. O preço da eletricidade no mercado do dia seguinte é determinado pela classificação dos lances de geração do mais barato para o mais caro, cruzando-os com as demandas em cada hora.

Box 2: Balanceamento de mercados

Desequilíbrios em tempo real entre a oferta e a demanda (devido, por exemplo, a interrupções repentinas de usinas ou aumentos inesperados de demanda) resultam em desvios da frequência nominal de 50,0 Hz. Diferentes tipos de reservas de balanceamento (usualmente contratadas antecipadamente pelos TSOs) respondem a esses desvios de frequência e compensam o desequilíbrio. Os três principais tipos de reservas de equilíbrio são: reservas primárias (também chamadas reservas de contenção de frequência), reservas secundárias (também chamadas de reservas de restabelecimento de frequência) e reservas terciárias (também chamadas reservas de reposição). Como mostra a Figura 6, esses tipos de reservas diferem em tempo de ativação (de segundos a minutos) e duração da ativação (de segundos a < 60 minutos).[6]

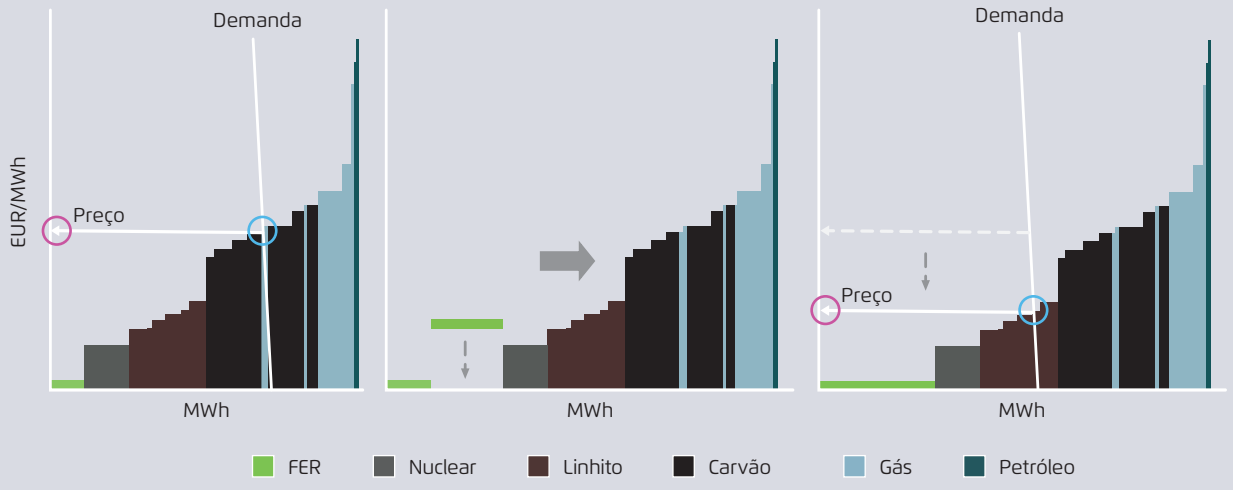
6 Note que em países com mercados intradiários líquidos e tempos curtos de fechamento de negociações, como a Alemanha, reservas de balanceamento raramente são implementadas para períodos de tempo que se aproximam de uma hora.

Tipos de reservas de balanceamento em resposta aos desequilíbrios em tempo real da oferta e da demanda. Figura 6



ENTSO-E

Ilustração do mercado atacadista de energia elétrica e ordem de mérito das tecnologias de geração em função de seus custos de geração.* Figura 7



* Ilustração esquemática: os custos das usinas a combustíveis fósseis dependem dos preços dos combustíveis e do CO_2 → os altos preços do CO_2 geram custos de geração mais baixos para as usinas a gás do que para as usinas a carvão.
Ilustração própria

Esse mecanismo, o chamado princípio da ordem de mérito, garante que as usinas com os menores custos operacionais sejam despachadas primeiro. Enquanto geração excedente estiver disponível, os preços seguirão os custos operacionais (ou marginais) da usina mais cara em funcionamento no sistema (normalmente, uma usina a combustível fóssil cujos custos marginais consistem principalmente em custos de combustível e CO_2). A implantação de energia eólica e solar fotovoltaica deprime o preço da eletricidade no atacado. Como a eólica e solar têm custos de geração de curto prazo próximos de zero (o vento sopra, o sol brilha de graça, e elas não emitem CO_2), vêm em primeiro lugar na ordem de mérito (veja a Figura 7).[7]

A seguir, apresentamos vários estudos de caso que explicam como os requisitos de flexibilidade decorrentes da alimentação variável de fontes renováveis de energia são gerenciados por transações baseadas no mercado atacadista.

7 O chamado efeito de ordem de mérito das energias renováveis é descrito com mais detalhes em Sensfuß, F., Ragwitz, M., Genoese, M. (2008). The merit-order effect: a detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on the spot market. Energy Policy 36, 3086-3094.

Estudos de caso

Eclipse solar de 2015

Em 20 de março de 2015, a Alemanha vivenciou um eclipse solar parcial. Das 9h30 às 12h, a Lua diminuiu a luz disponível, enquanto se movia entre a Terra e o Sol.[8] Por uma hora, escureceu e, na hora seguinte, tornou-se mais brilhante novamente.

Até aquele momento, cerca de 39 GW de energia solar fotovoltaica haviam sido instalados na Alemanha. Como o dia 20 de março foi um dia claro, o eclipse afetou a geração de energia solar em um grau razoável. Durante a primeira metade do eclipse, a geração de FV caiu 5 GW durante 65 minutos, enquanto na segunda metade aumentou 13 GW ao longo de 75 minutos, antes de atingir o seu pico de geração ao meio-dia, de 21 GW (ver Figura 8).[9]

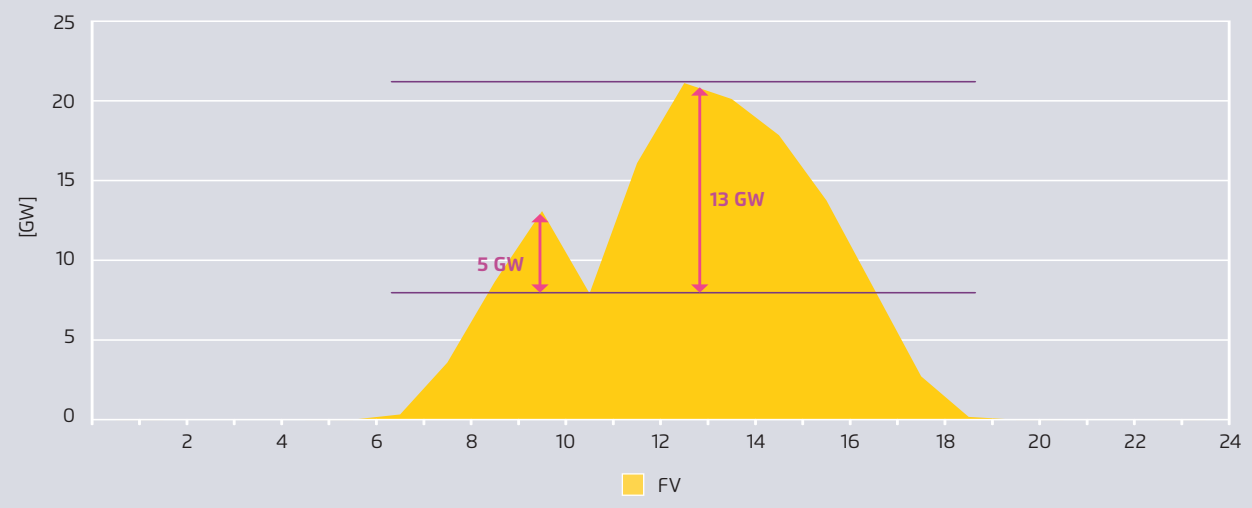
Para gerenciar o impacto do eclipse solar, os operadores de sistemas de transmissão em toda a Europa coordenaram as operações do sistema antes e durante o evento. Por exemplo, foram obtidas mais reservas de balanceamento na Alemanha (para poder potencialmente implantar mais energia elétrica de balanceamento), os membros da equipe receberam treinamento especial e o número de funcionários nas unidades de operação do sistema foi aumentado. Porém, como veremos a seguir, o desafio de flexibilidade causado pelo eclipse solar foi gerenciado principalmente pelas negociações nos mercados de energia elétrica do dia seguinte e intradiário. A Figura 9 mostra que, como a geração fotovoltaica caiu devido ao eclipse solar na hora 11, os preços no

8 Até 82% do Sol foi coberto pela Lua (50 Hertz *et al*, 2015).

9 Essas rampas são incomuns hoje, mas, até 2030, na Alemanha, elas ocorrerão com frequência, com cerca de 50% da eletricidade sendo produzida por renováveis. Em comparação, o maior aumento de geração por hora de FV na Alemanha em 2015 foi de 8,2 GW, e a maior redução horária da produção de FV foi de -7,7 GW – ou seja, aproximadamente a metade do tamanho da produção mudou durante o eclipse solar.

Durante o eclipse solar de 2015, a produção de energia elétrica das usinas de energia solar caiu drasticamente em pouco tempo e depois aumentou novamente. Aprendemos que os sistemas de energia elétrica podem lidar bem com essas situações.

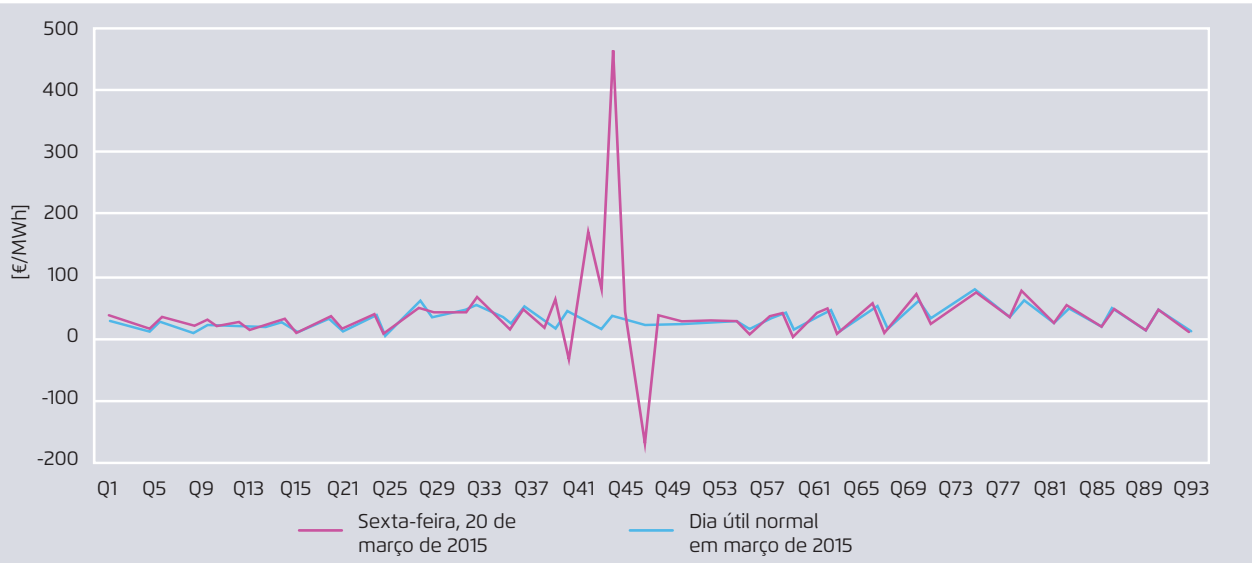
Produção de energia solar fotovoltaica em 20 de março de 2015. Figura 8



EEX

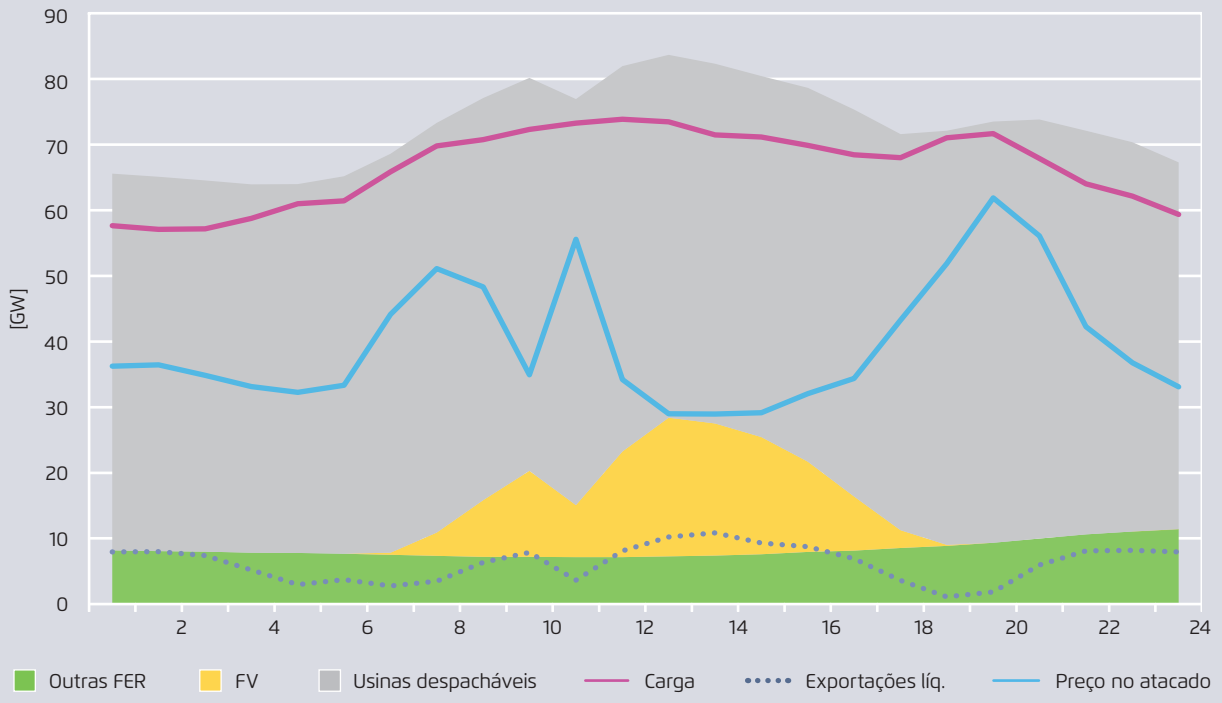
leilão do dia seguinte aumentaram para a hora 11. Essa é uma resposta esperada do mercado porque menos geração fotovoltaica a custo marginal zero estava disponível durante esse tempo. Como resposta ao aumento dos preços, as usinas a carvão aumentaram sua produção durante a hora 11, assim como as usinas hidrelétricas de armazenamento (reversíveis). Nuclear e linhito geraram em plena carga durante todo o eclipse. Apenas algumas usinas a gás foram capazes de aumentar sua produção. Isso

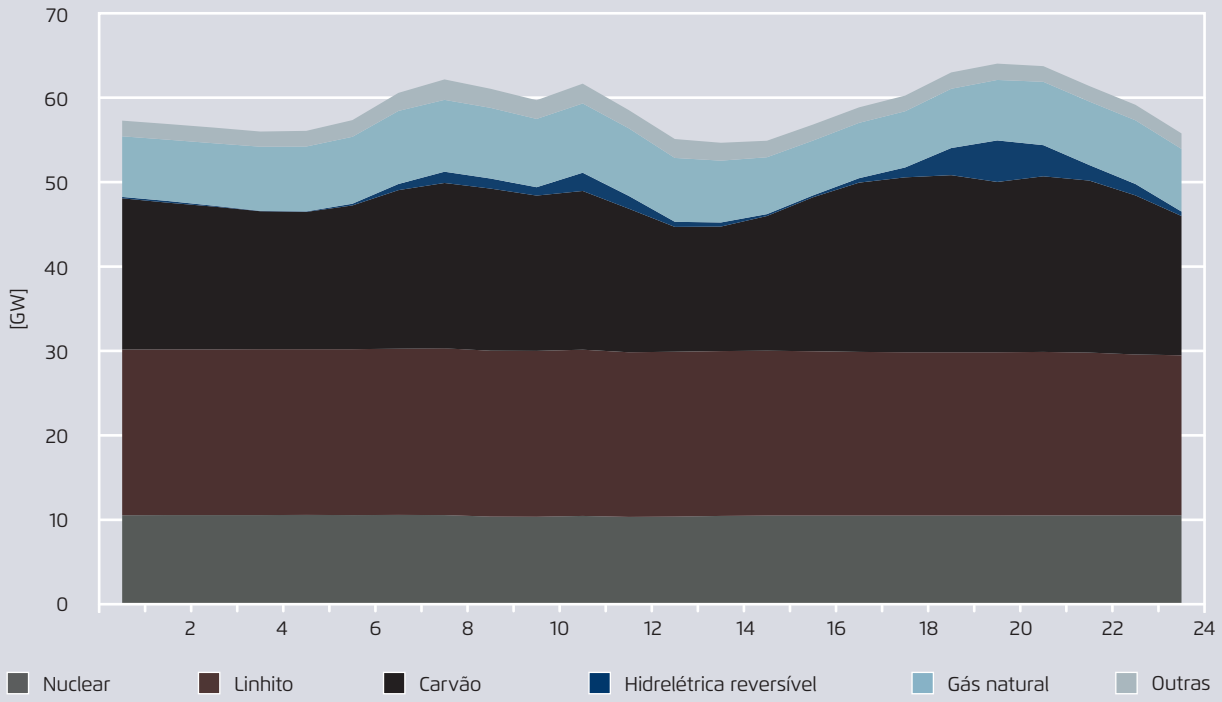
Preço no leilão de mercado intradiário na Alemanha, em 20 de março, em relação a um dia útil "normal" naquele mês. Figura 10



EPEX Spot

Geração, consumo e exportações líquidas da Alemanha em 20 de março de 2015. A figura inferior mostra a produção de eletricidade de usinas despacháveis. Figura 9





Agorameter

Comparação da energia de balanceamento ativada (figura superior) e o erro de controle de área restante (figura inferior) na rede elétrica alemã, em 19 e 20 de março de 2015. Figura 11

Análise própria baseada em dados do TSO

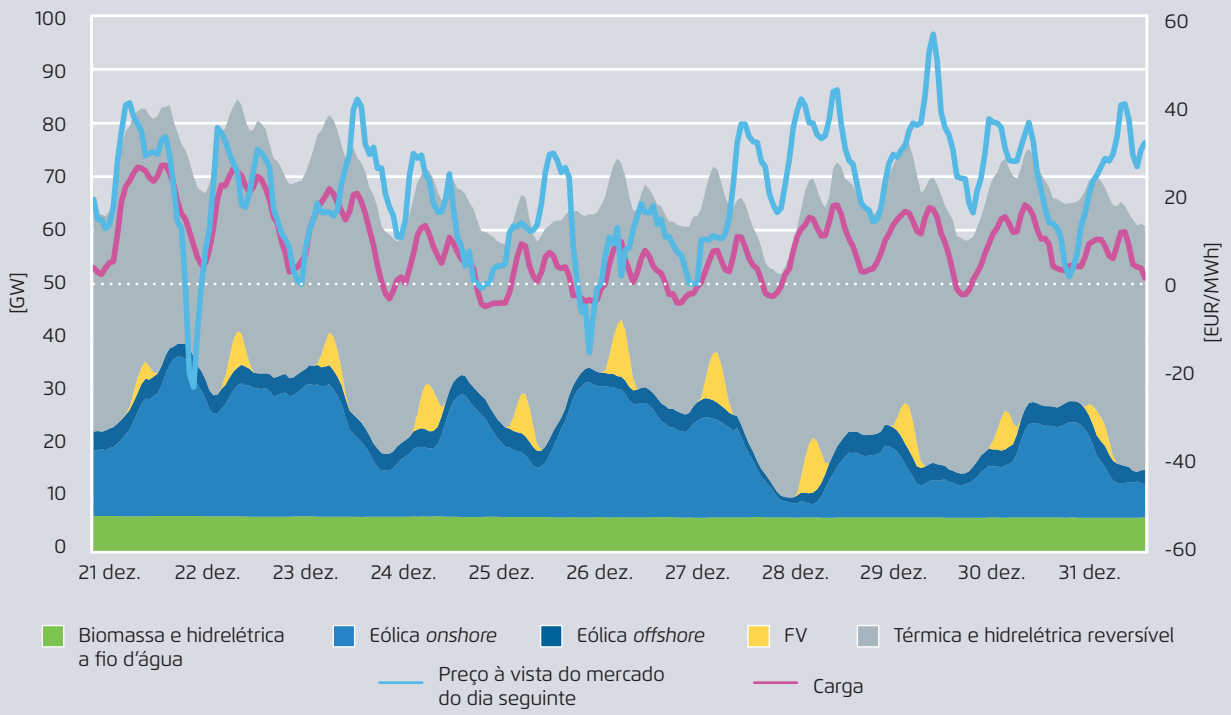
ocorreu porque as usinas a gás são atualmente mais caras para operar do que as usinas a carvão, e poucas foram despachadas naquele dia; tais usinas funcionando eram de cogeração (CHP – combined heat and power), com obrigações de entrega de calor.

Outro efeito do eclipse solar foi uma redução nas exportações, à medida que a geração de energia elétrica fotovoltaica diminuiu. De fato, as exportações para os países vizinhos foram reduzidas em aproximadamente 4 a 5 GW. Como mostra o gráfico superior da Figura 9, as exportações líquidas são uma função dos preços no atacado. As exportações são maiores quando os preços domésticos são baixos (permitindo que as capacidades domésticas disponíveis cubram a demanda externa), mas aproximam-se de zero quando os preços domésticos são altos, uma vez que as capacidades domésticas estão sendo mais utilizadas e deixam pouco potencial de exportação.

O eclipse solar é um estudo de caso interessante porque mostra o papel fundamental desempenhado pelos mercados intradiários quando ocorre a transição para um sistema de energia elétrica baseado em fontes eólica e solar (veja também a Figura 4). De fato, o eclipse solar foi principalmente "negociado" no mercado intradiário, em que os produtos de energia elétrica de 15 minutos são comercializados. Tanto o volume como o preço mostraram variações significativas em relação aos dias "normais", replicando a queda súbita e o aumento da FV solar. Por exemplo, o leilão intradiário para os 15 minutos com a maior queda de geração de FV atingiu cerca de 460 EUR/MWh, sendo que 5 GW de energia elétrica foram negociados durante esses 15 minutos no leilão intradiário (ver Figura 10).

O fornecimento de eletricidade permaneceu estável durante todo o eclipse. Como mostrado, as rampas de geração fotovoltaica necessárias para o eclipse

Geração e demanda de eletricidade na Alemanha, de 21 a 31 de dezembro de 2015. Figura 12



Agorameter

foram comercializadas nos mercados de dia seguinte e intradiário. Mesmo que os TSOs contraíssem mais reservas de equilíbrio como precaução (1,5 GW a mais, para sermos exatos), apenas um pouco mais de energia elétrica de balanceamento foi necessária no dia do eclipse. Houve menos atividades de balanceamento positivas e um pouco mais de atividades de balanceamento negativas do que no dia anterior (veja a Figura 11). Essas diferenças parecem ser mais um resultado de flutuações diárias aleatórias do que do eclipse, como mostrado pela comparação do erro de controle de área (o "desequilíbrio" remanescente após a ativação da energia elétrica de balanceamento) no dia do eclipse solar com o do dia anterior (veja o gráfico inferior na Figura 11).

Em conclusão, foram principalmente os mercados diários e intradiários que geriram o desafio da flexibilidade do eclipse solar. O desafio específico foi causado por algumas rampas muito grandes (até 15 GW por hora) devido à queda e aumento repentinos da geração de FV durante as duas horas e meia do eclipse. Tais rampas raramente ocorrem no sistema de energia elétrica alemão, cujas rampas horárias fotovoltaicas máximas variam de - 8 GW a + 8 GW. Os preços no atacado atuaram como o principal mecanismo de coordenação, sinalizando usinas hidrelétricas reversíveis e usinas a carvão a ajustar sua geração para acomodar as flutuações na energia solar fotovoltaica. À medida que os preços no atacado mudaram, o mesmo aconteceu com o balanço de exportação. Isso destaca a flexibilidade potencial oferecida pelos sistemas nacionais de energia elétrica interconectados. Os mercados de energia elétrica de balanceamento – uma fonte flexível de último recurso – raramente foram usados durante o dia do eclipse solar.

Férias de Natal de 2015

Neste estudo de caso, analisamos o período de Natal de 2015, especificamente de 21 a 31 de dezembro. Durante esses 11 dias, cinco foram feriados ou dias de fim de semana. Eles representam um estudo de caso de flexibilidade interessante, uma vez que, nos fins de semana ou nos feriados públicos, a demanda é tipicamente baixa, enquanto a geração a partir de fontes renováveis ainda pode atingir altos níveis. Como veremos abaixo, isso afeta a operação de usinas convencionais.

A Figura 12 mostra que a demanda foi particularmente baixa de 25 a 27 de dezembro, variando de 50 a 60 GW.[10] Ao mesmo tempo, fortes ventos passaram pela Alemanha, gerando um fornecimento de energia eólica de até 30 GW. A carga líquida, definida aqui como carga menos geração de energia renovável, caiu para 12,5 GW. Essa carga líquida deve ser coberta pela geração convencional, usinas de armazenamento ou importações. Os baixos níveis de carga líquida renderam baixos preços no mercado do dia seguinte, devido à baixa demanda e/ou alta taxa de entrada de FER (fontes de energias renováveis). De fato, houve momentos durante o período de 11 dias em que os preços no atacado foram negativos. Isso ocorre porque um grande número de usinas convencionais inflexíveis foi despachado junto com a geração de energia elétrica renovável. A geração de usinas térmicas convencionais nunca ficou abaixo de 28 GW durante o período, excedendo a carga líquida nesta hora em 15,5 GW. Como resultado do alto nível de suprimento das usinas de energia elétrica convencionais, os operadores das usinas de energia elétrica estavam dispostos a aceitar preços negativos para suas vendas apenas para evitar o desligamento de suas usinas (ver Box 3 sobre preços negativos).

A Figura 12 mostra que a Alemanha foi um exportador líquido ao longo do período em questão. Quando a parcela de geração doméstica com baixos custos de geração de curto prazo aumenta, a capacidade doméstica remanescente – ainda mais barata que as capacidades de geração nos sistemas interconectados vizinhos – está disponível para exportação. Consequentemente, o uso de capacidades de geração é otimizado em sistemas de energia elétrica interconectados por causa da importação e exportação. Assim, a troca de eletricidade entre fronteiras é uma importante opção de flexibilidade.

10 O pico de carga na Alemanha pode chegar a 85 GW.

Box 3: Preços negativos da energia elétrica

Os preços negativos da energia elétrica significam que os geradores pagam aos consumidores para comprar sua energia elétrica. Isso pode parecer estranho à primeira vista, mas pode ser explicado pelas realidades econômicas e tecnológicas. Os preços negativos ocorrem no mercado atacadista quando uma parcela alta da geração inflexível atende à baixa demanda de energia elétrica. A geração inflexível apresenta ofertas de preços negativos e a interseção dessas ofertas com a curva de demanda produz preços negativos. No entanto, os preços negativos da energia elétrica não são uma indicação de "excedentes" de renováveis. (A participação recorde da FER no sistema de energia elétrica alemão foi de 88,6%, o que ocorreu durante uma única hora em 30 de abril de 2017.) Em vez disso, os preços negativos são causados por usinas convencionais inflexíveis. Embora a geração de energia elétrica renovável seja normalmente comercializada pelo valor negativo da tarifa *feed-in premium* (ou, se aplicável, da tarifa *feed-in*), as usinas de energia elétrica de combustível fóssil convencionais inflexíveis sujeitam-se a propostas negativas.

Usinas convencionais inflexíveis não são caracterizadas apenas por restrições de rampa durante as operações. Como os desligamentos e os acionamentos são caros, os operadores dessas usinas apresentam propostas negativas (conhecidas como ofertas de custo de oportunidade) para evitar custos de parada e de arranque. Da mesma forma, as usinas de cogeração com obrigações de entrega de calor ou usinas de energia elétrica contratadas como reservas de balanceamento também apresentam propostas negativas no mercado de energia elétrica.

Preços negativos indicam falta de flexibilidade. Todavia, sua presença proporciona incentivos de flexibilidade tanto para o lado da oferta (operadores de usinas investem em tecnologias melhores e mais flexíveis) como para o lado da demanda (carga deslocada de horas com maior demanda para horas com demanda menor), diminuindo a probabilidade de preços negativos. Os preços negativos também impulsionam ajustes de desenho de mercado, como o redesenho dos mercados de balanceamento para reduzir a participação de usinas *must-run* para balanceamento de energia elétrica (ver Box 4), o estimulo à energia de balanceamento de fontes renováveis ou à reestruturação das tarifas da rede.[11]

11 Para mais detalhes, consulte Agora Energiewende (2014): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Estudo realizado por Energy Brainpool em nome da Agora Energiewende; e Clean Energy Wire (2016): Factsheet: How does power trading work and how do negative prices occur?

Geração de eletricidade em usinas a carvão (figura superior) e usinas a linhito (figura inferior) e preços do mercado do dia seguinte, de 21 a 31 de dezembro de 2015. Durante esse período, o nível mínimo de geração de usinas a carvão atingiu 4 GW, enquanto de usinas a linhito foi de 8 a 10 GW (como indicado pelos destaques). Figura 13

Agorameter

Até 30 GW de usinas elétricas convencionais estão sempre em funcionamento na Alemanha, independentemente do nível de preços no atacado.[12] Tal como explicado no Box 3, isso pode gerar preços negativos no atacado. Esse nível mínimo de geração consiste em capacidades *"must-run"* de 8 GW, que são necessárias para serviços de sistema e rede, e cerca de 20 GW devidos a capacidades convencionais inflexíveis (ver Box 4).

A Figura 13 mostra a resposta das usinas a carvão e linhito aos preços de mercado. As usinas a carvão reagiram aos preços de mercado e realizaram rampas de carga de subida e descida de 8 GW em um dia. A geração mínima de usinas a carvão alemãs é de cerca de 4 GW nos meses de inverno, como pode ser visto na figura. Esse nível ainda ocorre mesmo com preços de energia elétrica baixos (< 15 EUR/MWh) ou negativos (ambos inferiores aos custos de geração de curto prazo das usinas a carvão).

Bastante incomum durante o período de Natal de 2015 foi que as usinas a linhito responderam de forma bastante flexível à medida que os preços de venda flutuaram, reduzindo a geração para entre 8 e 10 GW. Com níveis de produção entre 10 e 18 GW, as usinas a linhito variaram sua produção, principalmente com base no preço da energia elétrica. Acima de um determinado nível de preços, essas usinas produziram quase a plena capacidade (quando os custos de produção eram inferiores aos preços de mercado), enquanto que, abaixo de um determinado nível de preços, produziram de 8 a 10 GW constantes (devido a restrições tecnológicas e para evitar os custos de paradas rápidas e arranques).

As usinas nucleares operam principalmente em um nível constante, como mostra a Figura 14. Elas são as usinas convencionais com os menores custos de geração de curto prazo, o que explica por que geralmente produzem em um modo de "carga de base". Somente quando os preços do mercado de energia elétrica se aproximam de zero (abaixo de seus

12 Ver Consentec (2016): Konventionelle Mindesterzeugung - Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Be-handlung (encomendado pelos TSOs alemães). Abordaremos a questão da geração *must-run* em mais detalhes a seguir. Notamos, por enquanto, que uma grande parte das usinas convencionais em operação, independentemente da situação de carga líquida, indica inflexibilidade dentro do sistema de energia elétrica.

Essa usina a carvão na Renânia do Norte-Vestefália, dos anos 1980, era originalmente uma usina de carga média – produzia eletricidade durante a semana e era desligada nos fins de semana. Nos últimos anos, a operadora modernizou intensamente a fábrica: hoje consegue adaptar sua potência de forma muito flexível à demanda.

Box 4: Geração convencional *must-run* e inflexível no sistema elétrico alemão

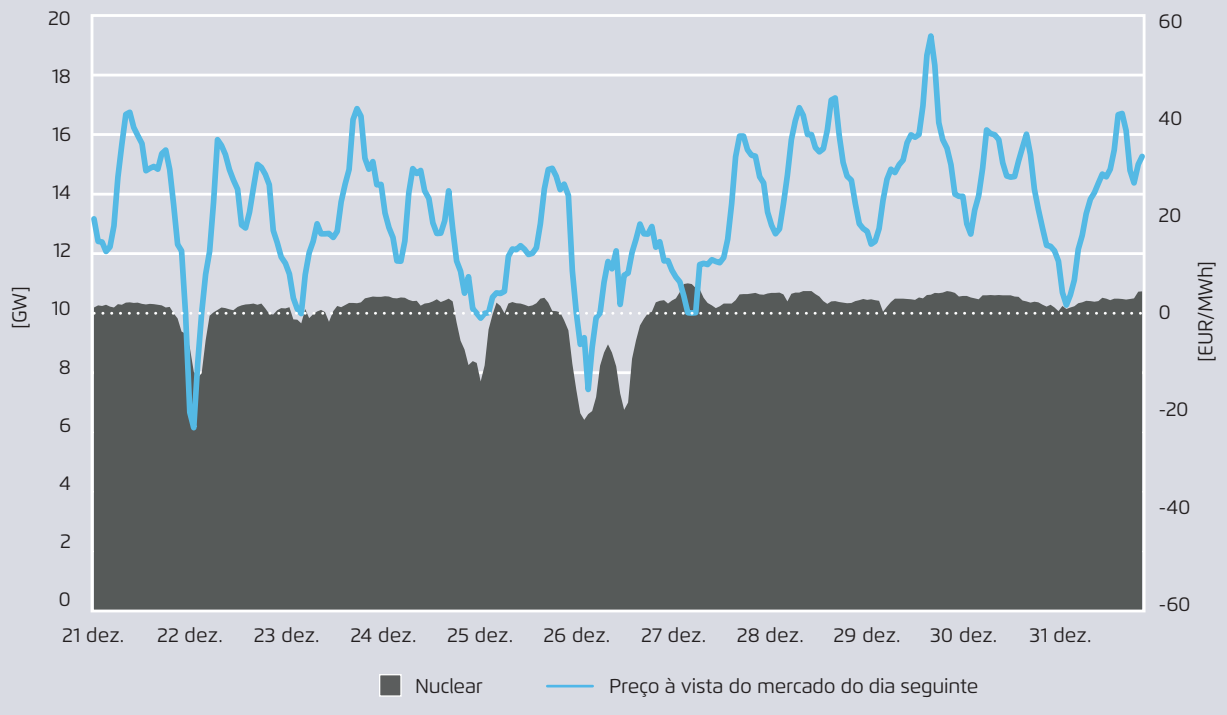
Usinas convencionais na Alemanha estão sempre produzindo de 25 a 30 GW de energia elétrica, independentemente do nível de preços no atacado (levando aos preços negativos discutidos no Box 3). Entre essa produção mínima, distingue-se a geração *must-run* da geração inflexível.

A geração *must-run* é necessária "ininterruptamente" para fornecer serviços do sistema, como balanceamento e contribuição para operações seguras da rede: são necessários de 0,5 a 2,5 GW para o redespacho (para lidar com congestionamentos na rede doméstica – ver Box 1), de 3,5 a 5,5 GW para fornecer energia elétrica de balanceamento e de 1,5 a 2,5 GW para o reforço das capacidades de balanceamento.

De longe, a maior parte da geração mínima convencional – cerca de 20 GW – decorre de usinas de energia elétrica inflexíveis. Isso inclui usinas cuja energia elétrica é usada para demandas no local ou usinas de cogeração (CHP) com obrigações de fornecimento de calor. Um contribuinte importante é a chamada carga mínima de usinas de energia elétrica, o nível mínimo de produção de uma usina quando ela está operando, o que pode equivaler a 15% a 40% de sua capacidade instalada.

Assim, 75% da geração inflexível provém de usinas nucleares e a linhito. Para mais detalhes sobre geração convencional mínima no sistema elétrico alemão, veja Consentec (2016).

Geração de eletricidade em usinas nucleares e preços de mercado, de 21 a 31 de dezembro de 2015. Figura 14



Agorameter

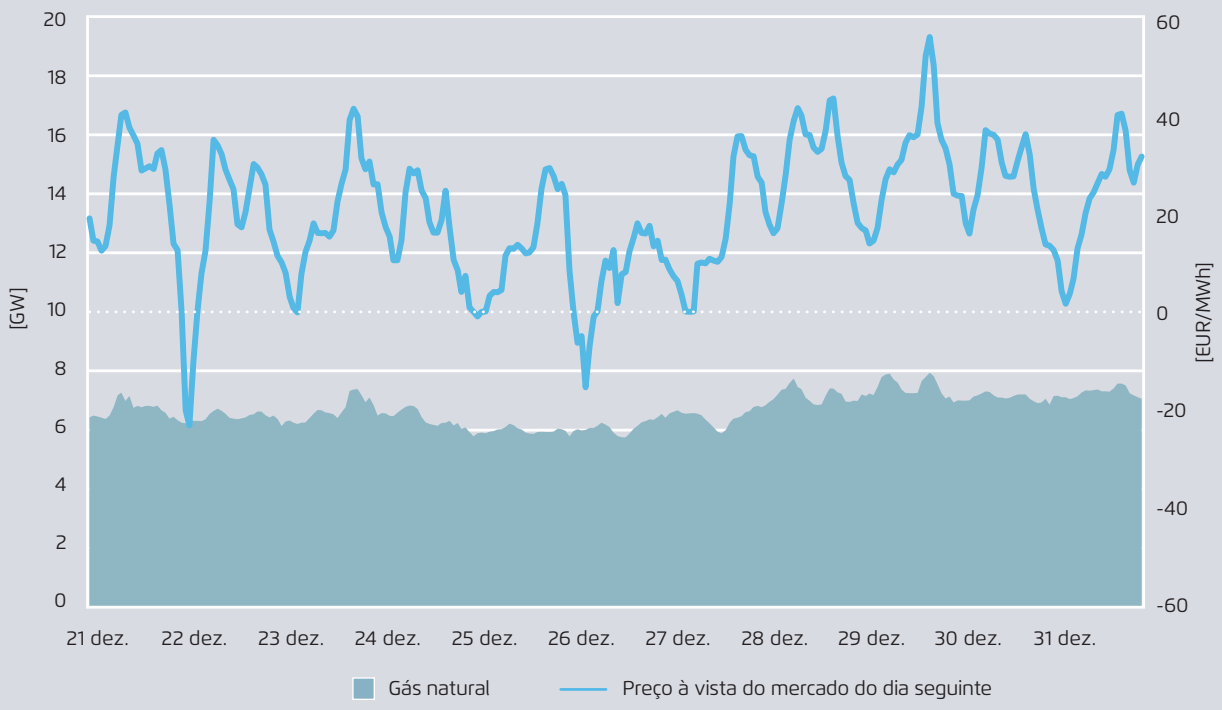
custos de geração), reduzem ligeiramente a geração, mas sua produção nunca cai abaixo de 10 GW.

No atual ambiente econômico de baixos preços de carvão e CO_2, e altos preços de gás, as usinas a gás são a tecnologia de geração convencional com os maiores custos marginais. Como resultado, raramente são despachadas – com uma exceção. Cerca de 6 a 7 GW de usinas de cogeração operam "24/7" para atender às obrigações de fornecimento de calor. Como mostra a Figura 15, a geração de gás quase não responde às flutuações de preço, embora teoricamente seja a tecnologia movida a combustível fóssil com a maior flexibilidade.

Ao contrário das usinas a gás e de seus aspectos econômicos atuais, os aumentos nos preços de energia elétrica levam a uma maior geração de usinas hidrelétricas. Porém, essas usinas produzem uma quantidade limitada na Alemanha, com uma capacidade instalada de 7 GW. As usinas hidrelétricas aumentam rapidamente a produção (consulte a Figura 16) quando os preços da energia elétrica disparam, proporcionando altas taxas de crescimento. Especificamente, geram mais em função de picos pronunciados de preços no atacado. Isso é de se esperar, já que as hidrelétricas reversíveis têm custos de oportunidade razoavelmente altos. A decisão de gerar também depende de expectativas quanto aos níveis futuros de preços, de modo a evitar o "vertimento" de água armazenada.

O estudo de caso do Natal de 2015 mostrou que, durante os períodos de alta oferta de fontes renováveis de energia elétrica – a participação horária média da eólica e solar fotovoltaica que atendeu à demanda alemã foi de 32% durante esse período –, usinas a carvão e hidrelétricas produziram energia

Geração de eletricidade em usinas a gás e preços de mercado, de 21 a 31 de dezembro de 2015. Figura 15



Agorameter

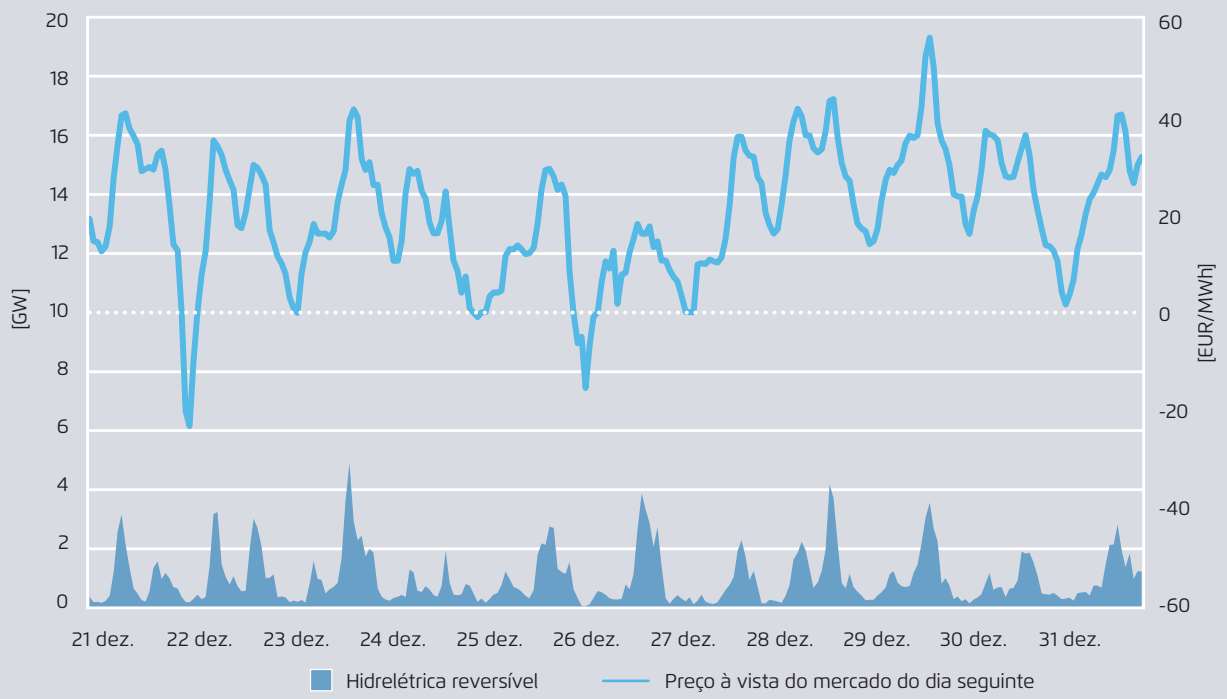
elétrica para atender à carga líquida de renováveis. Ao mesmo tempo, um estoque significativo de usinas térmicas inflexíveis (principalmente linhito e nuclear) produziu uma produção de cerca de 28 GW, independentemente dos preços de energia elétrica no atacado. Esse estoque de usinas de energia elétrica inflexíveis é um obstáculo para maior flexibilização do sistema de energia elétrica. Uma grande parte dessa geração inflexível é exportada em tempos de preços baixos ou negativos.

Dia das Mães e Pentecostes de 2016

Neste último estudo de caso desta publicação, analisamos o período de 7 a 16 de maio de 2016. Durante esses dez dias, ocorreram níveis de alimentação muito altos por fontes renováveis. A demanda de eletricidade foi bastante baixa durante esse período, especialmente nos fins de semana e nos feriados públicos de Pentecostes. No Dia das Mães, em 8 de maio de 2016, a Alemanha teve uma participação muito alta de FER em uma única hora: 86,3%.

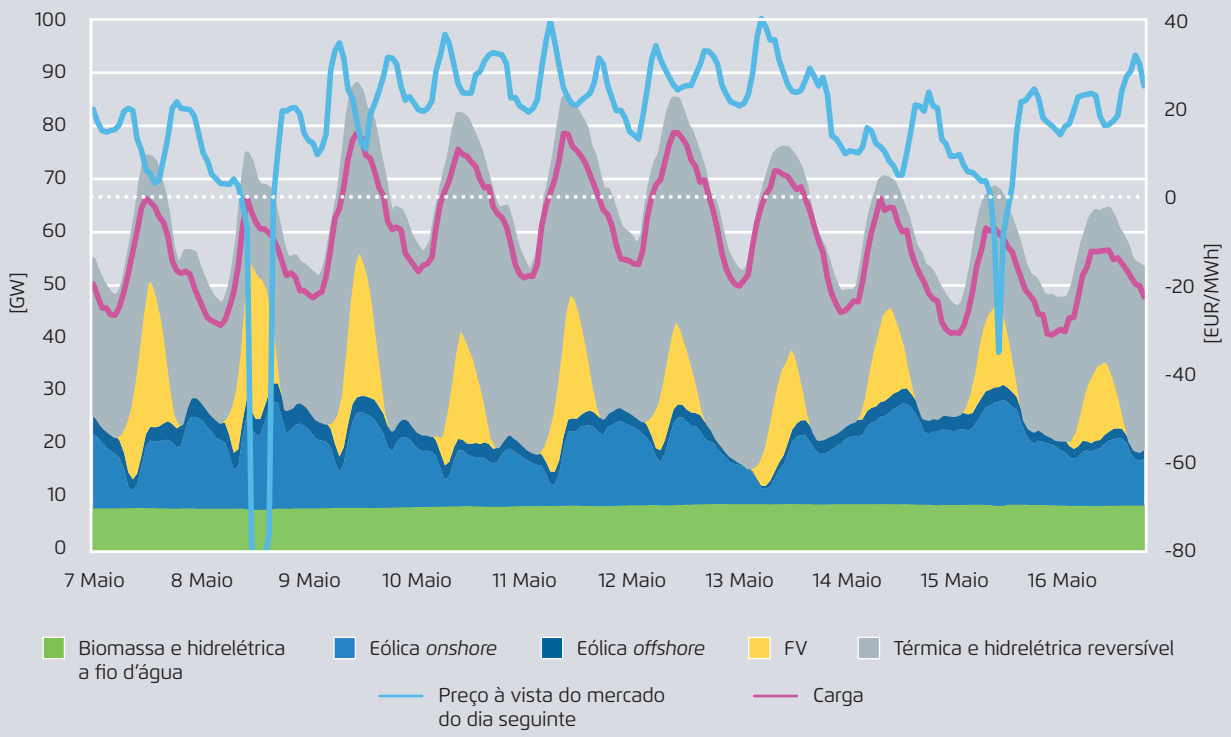
A Figura 17 mostra que os níveis de alimentação por renováveis foram muito altos durante o período. A geração fotovoltaica alcançou máximas de 17 a 29 GW. A alimentação média horária da eólica foi de 15 GW, com valores de hora em hora flutuando entre 3,5

Geração de eletricidade em hidrelétricas e preços de mercado, de 21 a 31 de dezembro de 2015. Observe que este gráfico mostra médias horárias. Usinas hidrelétricas reversíveis operam tipicamente em uma base de quarto de hora; portanto, a geração durante esses intervalos pode ser maior que os valores mostrados aqui. Figura 16



Agorameter

Geração e demanda de eletricidade na Alemanha, de 7 a 16 de maio de 2016. Figura 17



Agorameter

e 24 GW durante o período de 10 dias. Em determinados momentos, a carga líquida foi tão baixa quanto 8,5 GW. Isso levou a preços de mercado negativos para o dia seguinte por 8 horas no domingo, 8 de maio (caindo para -130 EUR/MWh), e para 4 horas no dia 15 de maio. Uma quantidade maior foi despachada a partir de usinas convencionais do que era necessário para atender à carga doméstica. De fato, as usinas convencionais na Alemanha estavam produzindo não mais do que 17 GW durante os momentos de preços negativos e carga líquida mínima.[13] Até 10 GW de geração de eletricidade foi exportado durante essas horas.

A Figura 20 mostra a resposta das usinas a carvão e linhito aos preços de mercado durante o período do estudo. Em períodos de preços baixos e negativos no atacado (< 10 EUR/MWh) – abaixo dos custos de geração de curto prazo das usinas elétricas a carvão –, a geração a carvão média ainda foi de cerca de 3 GW. Durante os preços de venda no atacado na faixa de 20 a 40 EUR/MWh, as usinas a carvão operaram seguindo a carga, reduzindo seus níveis de geração entre 5 e 16 GW. Por exemplo, em 12 de maio, a geração a carvão aumentou de 6,4 para 14,4 GW em três horas. De 13 a 14 de maio, a geração a carvão diminuiu de 12 para 2,5 GW em cinco horas. Durante a operação flexível, essas usinas são tipicamente as tecnologias de fixação de preços no mercado do dia seguinte (veja o princípio de ordem de mérito mostrado na Figura 6).

As usinas a linhito seguiram o sinal de preço da energia elétrica de um modo mais atenuado, gerando uma parcela maior de geração inflexível – 6 GW para sermos precisos. Isso tem pelo menos dois motivos. Primeiro, as usinas a linhito são menos flexíveis do

13 Ver os Box 3 e 4.

que as usinas a carvão. Em segundo lugar, os custos de geração das usinas a linhito estão normalmente abaixo dos preços no atacado, de modo que tendem a operar com produção máxima assim que os preços no atacado ficam mais altos do que os custos de geração. No entanto, a geração mínima inflexível a linhito – durante o período do estudo, foi entre 6 e 9 GW – produziu eletricidade a níveis de preços no atacado que são mais baixos do que os custos de geração variável das usinas. Este último varia de 10 a 12 EUR/MWh.[14]

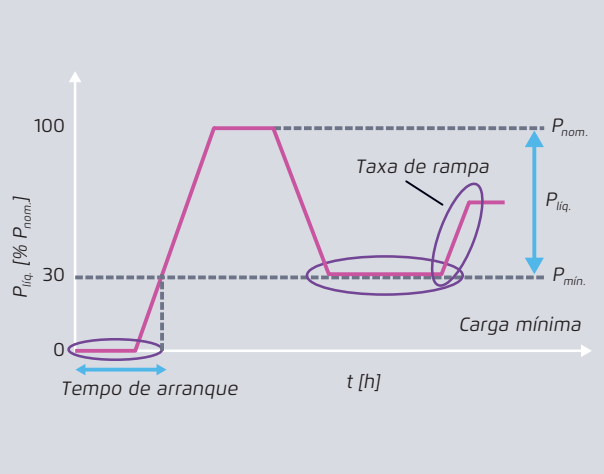
14 Em 2017, o custo total de geração de usinas de linhito na Alemanha variou de 34 a 47 EUR/MWh. Ver Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Estudo em nome da Agora Energiewende e da European Climate Foundation.

Box 5: Flexibilidade em usinas termelétricas

Flexibilidade – ao invés de geração de carga de base – é o paradigma que molda os sistemas de energia elétrica modernos. No que se refere às usinas, a flexibilidade operacional é caracterizada por três características principais: a largura de banda total de operação (variando entre carga mínima e máxima), a velocidade na qual a alimentação de energia elétrica líquida pode ser ajustada (taxa de rampa) e o tempo necessário para atingir uma operação estável ao iniciar a partir de uma parada (tempo de arranque) (veja a Figura 18).

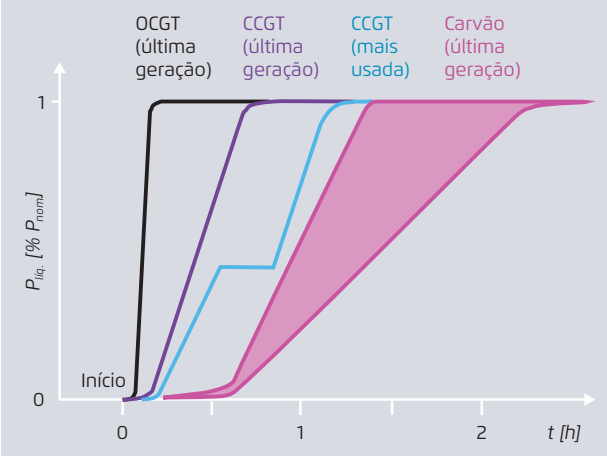
Ao comparar os parâmetros de flexibilidade (carga mínima, taxa de rampa e tempo de arranque) das usinas mais utilizadas e de última geração para cada tecnologia de geração – turbina a gás de ciclo aberto (OCGT), turbina a gás de ciclo combinado (CCGT), carvão e linhito –, verifica-se que as usinas a gás (OCGT e CCGT) têm maior flexibilidade operacional em relação às unidades movidas a carvão. Como mostra a Figura 19, o tempo de partida é significativamente menor, e as taxas de rampa são mais altas do que as usinas movidas a carvão e linhito.

Representação qualitativa dos principais parâmetros de flexibilidade de uma usina. Figura 18



Fichtner (2017)

Taxas de rampa e tempos de inicialização de diferentes tecnologias de usinas de energia. Figura 19

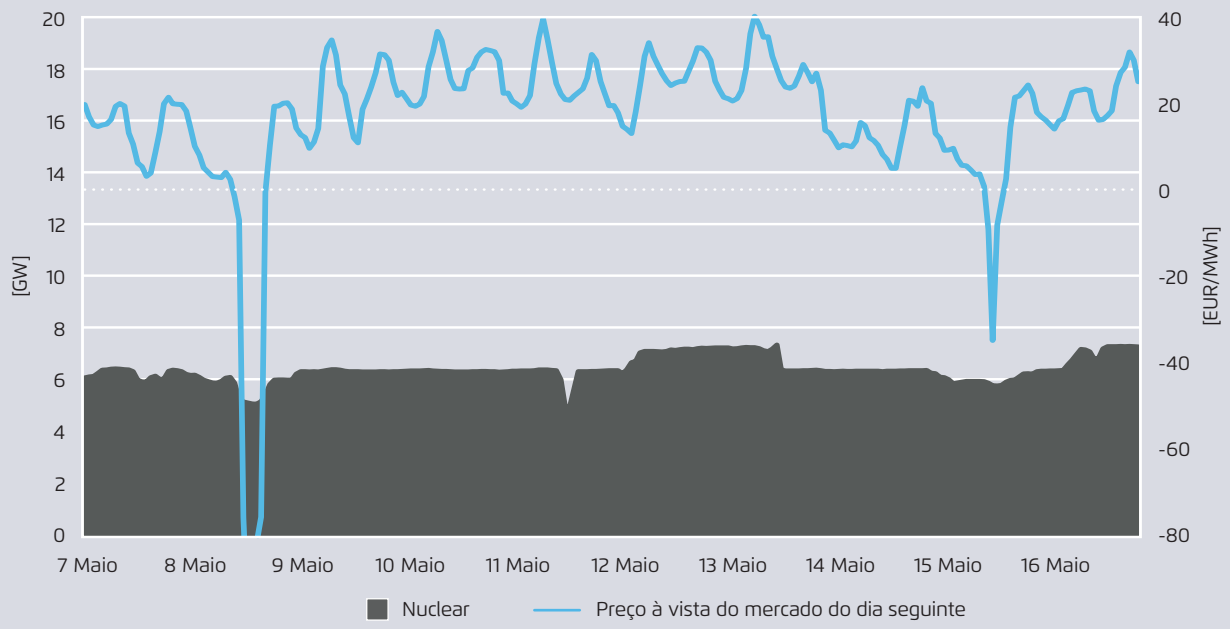


Fichtner (2016) baseado em VD (2012)

Geração de eletricidade em usinas a carvão (figura superior) e usinas a linhito (figura inferior) e preços do mercado do dia seguinte, de 7 a 16 de maio de 2016. A frota a carvão operou rampas de até 3 GW por hora, como mostrado na figura. Figura 20

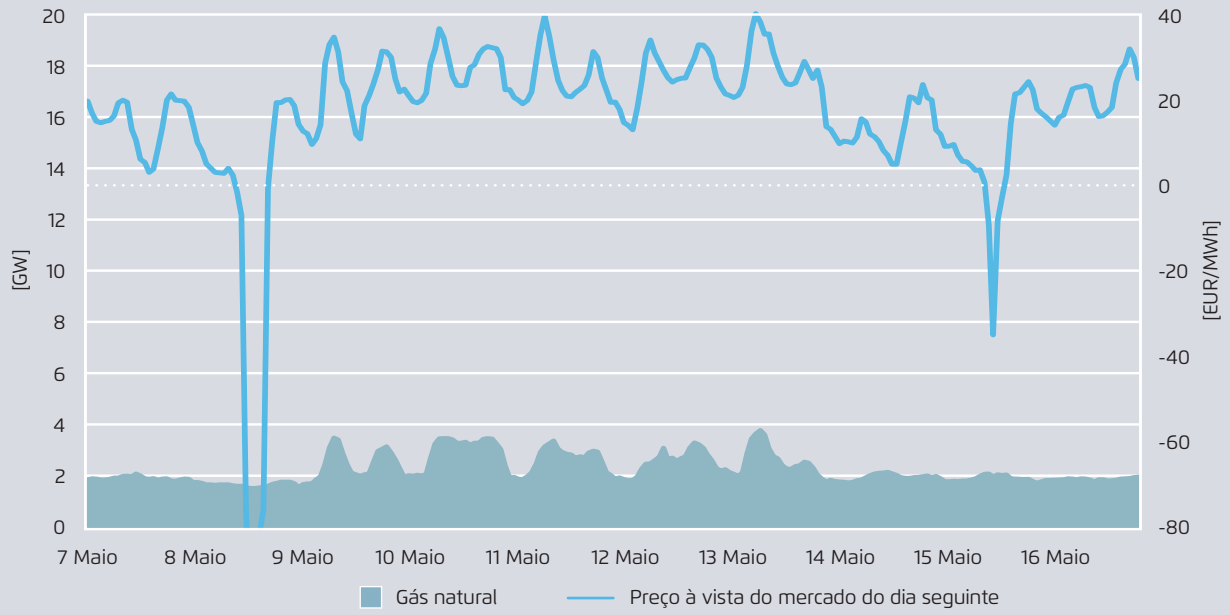
Agorameter

Geração de eletricidade em usinas nucleares e preços de mercado, de 7 a 16 de maio de 2016. Figura 21



Agorameter

Geração de eletricidade em usinas a gás e preços de mercado, de 7 a 16 de maio de 2016. Figura 22



Agorameter

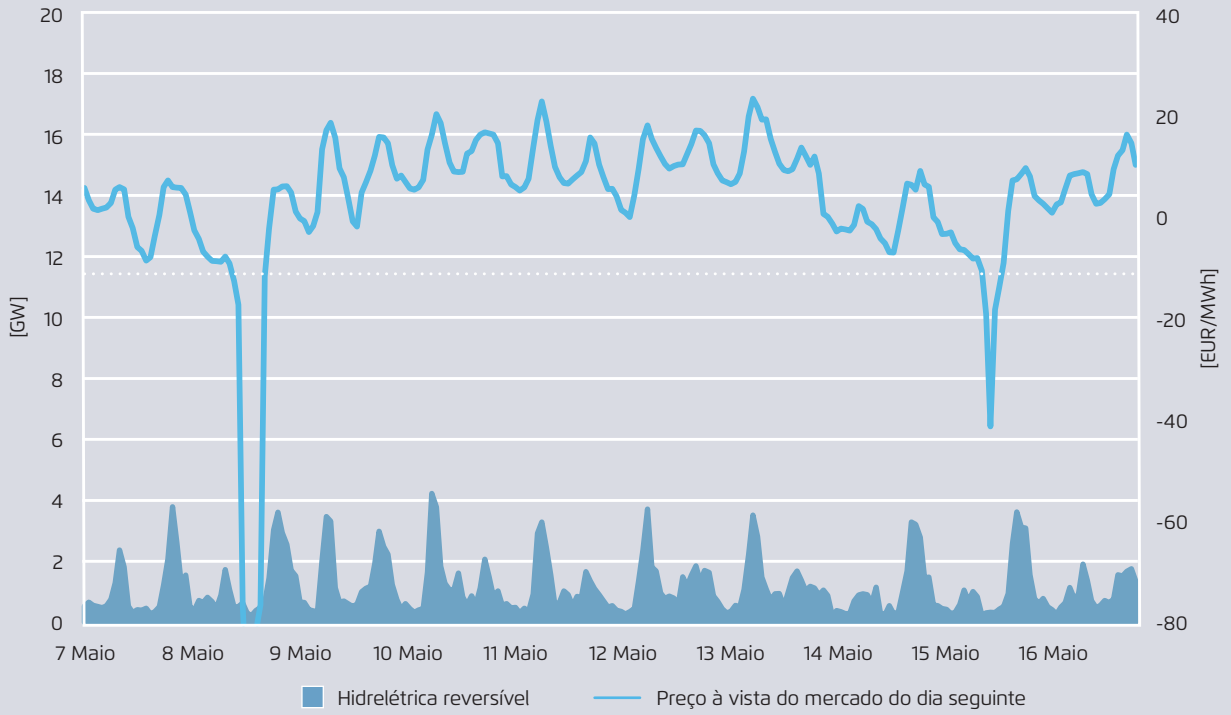
As usinas nucleares, a tecnologia de geração convencional com os menores custos de geração de curto prazo, geralmente produzem em níveis máximos sempre que o preço da energia elétrica está acima de seus custos de geração. Quando os preços no atacado são negativos, as usinas nucleares ainda geram uma produção quase total. (Durante o período do estudo, as usinas nucleares produziram um mínimo de 6 GW.) Isso reflete a flexibilidade limitada da tecnologia devido a restrições técnicas e aos altos custos de ligar e desligar as usinas nucleares.

Em contraste com as usinas nucleares, a geração a gás é muito flexível do ponto de vista tecnológico. Porém, raramente essas usinas são despachadas, porque seus custos de geração são mais altos que os das usinas movidas a carvão. Na primavera, apenas cerca de 2 a 3 GW de usinas de cogeração são despachadas "24/7" para atender às obrigações de entrega de calor. A Figura 22 mostra que elas respondem às flutuações dos preços de energia elétrica no atacado somente quando os preços ficam próximos de 40 EUR/MWh, um número que se aproxima dos custos de geração de curto prazo.

A Figura 23 mostra a resposta das usinas hidrelétricas reversíveis aos preços de mercado. Elas são a tecnologia de usinas de energia elétrica mais flexível, aumentando rapidamente a produção quando os preços da energia elétrica aumentam.

O estudo do Dia das Mães e Pentecostes mostra que, durante os períodos de alta alimentação por fontes renováveis – a parcela média horária de energia eólica e solar fotovoltaica que atendeu à demanda

Geração de eletricidade em hidrelétricas e preços de mercado, de 7 a 16 de maio de 2016. Figura 23



Agorameter. Note que este gráfico mostra as médias horárias. Usinas hidrelétricas operam tipicamente em uma base de quarto de hora; portanto, a geração durante esses intervalos pode ser maior que os valores mostrados aqui.

alemã chegou a 38% durante esse período –, usinas a carvão e hidrelétricas de armazenamento operaram seguindo a carga para atender à carga líquida de renováveis. A geração a carvão operou rampa de subida de 3 GW por hora.

Durante esse período, um estoque significativo de usinas termelétricas inflexíveis (principalmente a linhito e nucleares) produziu cerca de 15 GW, independentemente dos preços de energia elétrica no atacado. Isso contribuiu para os preços negativos no atacado, que caíram para -130 EUR/MWh.

O mercado de energia elétrica para gerenciar o desafio da flexibilidade: principais conclusões dos estudos de caso alemães

A energia eólica e energia solar fotovoltaica representam o futuro alicerce do sistema de energia elétrica da Alemanha. Já em 2016, elas geraram 22,2% da energia elétrica do país. Uma razão importante para isso é que, mesmo quando incluídos os custos de integração, eles logo serão mais baratos do que qualquer outra nova tecnologia.[15]

Para integrar de forma rentável parcelas progressivamente maiores de eletricidade renovável variável, a oferta e a demanda de energia elétrica devem responder com flexibilidade às fontes eólica e fotovoltaica. A flexibilidade é o novo paradigma do sistema elétrico alemão.

Um conjunto de mercados atacadistas de energia elétrica pode gerenciar as necessidades de flexibilidade decorrentes da geração variável de energia elétrica renovável. Os preços fornecem incentivos-chave para os operadores das usinas ajustarem a produção e para os clientes ajustarem o consumo. Um sinal de preço forte, baseado em valor e não distorcido, pode permitir a flexibilidade de forma eficiente, otimizando o despacho dos recursos do lado da oferta e da demanda, diminuindo os custos totais do sistema.

Os estudos de caso apresentados mostraram como as exigências de flexibilidade resultantes da alimentação variável de fontes renováveis são gerenciadas por transações do mercado atacadista. Na Alemanha, os mercados diários e intradiários são as principais ferramentas para as flutuações de geração de energia eólica e solar. Com o tempo, o mercado intradiário assumirá um papel ainda mais importante. Atualmente, permite a comercialização de produtos de 15 até 30 minutos antes da entrega. Isso permite respostas rápidas baseadas no mercado para previsões atualizadas de geração de energia eólica e fotovoltaica.

O estudo de caso do eclipse solar mostrou que as altas rampas verificadas durante as duas horas e meia do eclipse (até 15 GW por hora) foram compensadas por usinas hidrelétricas e a carvão, que ajustaram sua geração em função dos preços no atacado. O saldo de exportação também mudou com os preços no atacado. Isso destaca o potencial de flexibilidade oferecido pelos sistemas nacionais de energia elétrica interconectados.

Os mercados de balanceamento em tempo real, embora o volume de mercado permaneça limitado, são um importante "mercado de último recurso". Os TSOs são responsáveis por equilibrar o sistema, compensando quaisquer desvios entre as negociações do mercado atacadista e os resultados reais. Eles também levam em conta os requisitos para operações seguras de rede (que os mercados atacadistas alemães do dia seguinte e intradiários não consideram).

Outro importante facilitador da flexibilidade, além do comércio interno, é o comércio transfronteiriço. Por exemplo, a alimentação por energia eólica é não correlacionada em grandes áreas geográficas,

15 Veja Agora Energiewende (2015): The Integration Cost of Wind and Solar Power. An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems.

de modo que os excedentes em uma área podem ser exportados para áreas com pouca alimentação proveniente de renováveis.[16] A energia eólica também dá acesso a opções de flexibilidade transfronteiriças, o que reduz os custos de flexibilidade. De fato, o comércio transfronteiriço é benéfico para todos os sistemas porque reduz os preços para os países importadores, fornecendo acesso à opção de flexibilidade mais barata na região e maximiza a confiabilidade, uma vez que uma reserva maior de recursos para balanceamento do sistema fica disponível. O eclipse solar é um estudo de caso interessante, no qual os padrões de exportação modificáveis representam um "amortecedor" para os requisitos de flexibilidade de flutuações repentinas na geração renovável.

Ao olhar para o futuro, os mercados, por si sós, serão incapazes de criar flexibilidade suficiente se a matriz de geração incumbente continuar inflexível. É por isso que a estrutura do parque convencional de usinas de energia elétrica precisa de menos capacidade de carga de base e mais recursos de mérito médio e carga de pico.[17]

O estudo do Dia das Mães e do Pentecostes mostrou que a maioria das usinas a carvão e hidrelétricas de armazenamento operam seguindo a carga para atender à carga líquida de fontes renováveis quando ocorrem flutuações. Ao mesmo tempo, um estoque significativo de usinas térmicas inflexíveis (principalmente linhito e nuclear) produziu durante esses dias, independentemente do preço de energia elétrica no atacado. Isso contribuiu para preços de atacado negativos, que na época caíram para -130 EUR/MWh.

De fato, o maior obstáculo atualmente para um sistema de energia elétrica flexível na Alemanha é a alta participação da geração inflexível em usinas convencionais. Como vimos nos estudos de caso, cerca de 25 a 30 GW de usinas convencionais estão sempre produzindo, independentemente do nível de preços no atacado, mesmo quando os preços são negativos (ver Box 4). Grande parte dessa geração inflexível é exportada em tempos de baixos preços no atacado.

Desses 25 a 30 GW, quase 20 GW de usinas inflexíveis operam "ininterruptamente". Isso se deve principalmente a restrições econômicas ou técnicas (usinas de cogeração com obrigações de fornecimento de calor, carga técnica mínima de usinas de energia elétrica flexíveis, restrições de arranque e parada associadas, consumo de energia elétrica no local). Dos 20 GW, 75% são provenientes de usinas nucleares e a linhito. Essas usinas também geram preços de eletricidade negativos, devido a restrições e custos técnicos, que ocorrem com paradas e arranques.[18]

A flexibilidade aprimorada do sistema de energia elétrica pode ser obtida com custos de sistema significativamente menores, quando a parcela de usinas de energia elétrica convencionais inflexíveis diminui, enquanto a parcela de recursos flexíveis aumenta. Colocando de outra forma: uma transição rentável requer que o aumento de energia eólica e solar fotovoltaica seja acompanhado por uma mudança de sistema para uma matriz de

16 No caso da agregação no que se refere à União Europeia, as rampas horárias da eólica *onshore* podem ser reduzidas em cerca de 50% em relação à linha de base nacional. Para mais detalhes, ver Fraunhofer IWES (2015): The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis with a Focus on the Pentalateral Energy Forum Region. Análise em nome da Agora Energiewende.

17 As necessidades das usinas de carga de base alemãs diminuirão em 50% até 2030, desde que as metas renováveis sejam atingidas (ver Fraunhofer IWES 2015).

18 Medidas de política que removam ativamente a capacidade inflexível de alta emissão de carbono do sistema elétrico alemão são necessárias tanto para a redução de emissões como para a operação do sistema a baixo custo. Veja Agora Energiewende (2016): Eleven Principles for a Consensus on Coal: Concept for a Stepwise Decarbonisation of the German Power Sector; e Agora Energiewende (2016): The Power Market Pentagon: A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition.

capacidade qualitativamente diferente e mais flexível.[19] Isso inclui o aumento do uso de flexibilidade do lado da demanda (resposta da demanda) e, com parcelas progressivamente maiores de eólica e fotovoltaica, novo armazenamento e acoplamento nos setores de eletricidade, aquecimento e transporte ("P2X").

As opções de flexibilidade mencionadas, a integração transfronteiriça de sistemas de energia elétrica e um conjunto flexível de mercados de energia elétrica podem trabalhar juntos para gerenciar as necessidades de flexibilidade. Como vimos neste documento, os mercados atacadistas de energia elétrica são o principal facilitador econômico da flexibilidade no sistema de energia elétrica alemão, orientando o despacho dos recursos do lado da oferta e do lado da demanda e os recursos de armazenamento.

19 Um cenário com 45% de fontes renováveis, maior participação de recursos flexíveis e menor participação de recursos inflexíveis fornece a mesma quantidade de energia elétrica com a mesma confiabilidade, mas com menos de 40% de gastos de investimento em relação a um cenário com 45% de renováveis e uma parcela maior de recursos inflexíveis. Para mais detalhes, veja RAP (2014): Power Market Operations and System Reliability: A Contribution to the Market Design Debate in the Pentalateral Energy Forum. Estudo em nome da Agora Energiewende; e IEA (2014): The Power of Transformation.

GLOSSÁRIO

Carga de base
O modo de operação de uma usina que gera durante a maior parte das horas ou em todas as horas de um ano.

Carga líquida
A demanda de energia elétrica que não é atendida por fontes renováveis.

Curtailment
Redução na produção de usinas renováveis em relação à geração planejada, de acordo com as instruções do TSO.

Despacho
Compromisso unitário dos recursos do sistema de energia elétrica (oferta, resposta à demanda, armazenamento) e seu ajuste de produção em linha com as mudanças na demanda.

Geração inflexível
Energia elétrica de usinas sujeitas a restrições técnicas ou econômicas que impedem o ajuste rápido dos níveis de geração.

Geração must-run
Capacidades de geração que precisam estar *on-line* o tempo todo para executar serviços do sistema, como balanceamento.

Gestão de congestionamentos
Compreende todas as medidas tomadas pelo TSO para eliminar a sobrecarga na rede de eletricidade. Normalmente compreende o redespacho de usinas convencionais e o *curtailment* de renováveis.

Mercado de balanceamento
Um mercado centralizado operado pelo operador do sistema de transmissão (TSO), em que este corrige os desequilíbrios atuais ou esperados entre a oferta e demanda. A entrega da energia elétrica de balanceamento ocorre em tempo real, isto é, depois que os mercados de energia elétrica de atacado fecharam ("fechamento do portão").

Mercado do dia seguinte
Mercado de energia elétrica em que um leilão ocorre no dia anterior (normalmente ao meio-dia) para a entrega de eletricidade no dia seguinte (normalmente para cada hora do dia seguinte).

Mercado intradiário
Um mercado de energia elétrica no qual a eletricidade é comercializada para entrega no mesmo dia. Normalmente, os mercados intradiários negociam produtos de hora em hora, de meia hora e de 15 minutos. A negociação finaliza até 30 minutos antes da entrega para compensar as flutuações de curto prazo na oferta e demanda.

Princípio da ordem de mérito
É um princípio básico para as operações no mercado de energia elétrica. Assegura que as usinas com os menores custos operacionais sejam acionadas primeiro, seguidas por aquelas com maiores custos operacionais. No mercado de energia elétrica, as ofertas de geração são classificadas de mais baratas para as mais caras e cruzadas com as demandas, que são classificadas da maior para a menor disposição a pagar.

Redespacho
Instruções do TSO para ajustar o despacho baseado no mercado atacadista de usinas de energia elétrica, para fins de prevenção ou fixação de sobrecargas de rede (conhecidas como redespacho preventivo ou curativo).

Resposta da demanda
Cargas que o consumidor pode reduzir ou aumentar em vários momentos do dia por determinadas horas.

Serviços ancilares
Serviços do sistema que auxiliam o operador do sistema de transmissão (TSO) a operar o sistema de energia elétrica continuamente dentro dos parâmetros necessários (como frequência e faixa de tensão) e recuperar o equilíbrio de energia elétrica após mudanças não planejadas significativas na oferta e demanda.

Usinas de cogeração (CHP)
Usinas que produzem simultaneamente calor e energia elétrica. Na maioria dos casos, são usinas térmicas nas quais o calor residual é usado para aquecimento residencial (tipicamente depois de ser injetado num sistema de aquecimento urbano).

139/01-won-2018/EN

Sobre a Agora Energiewende

A Agora Energiewende desenvolve estratégias baseadas em evidências e politicamente viáveis para garantir o sucesso da transição de energia elétrica limpa na Alemanha, Europa e no resto do mundo. Como um *think tank* e laboratório de políticas, pretendemos compartilhar conhecimento com as partes interessadas nos mundos da política, negócios e academia, enquanto possibilitamos uma troca produtiva de ideias. Nossas pesquisas cientificamente rigorosas destacam soluções políticas práticas, ao mesmo tempo em que evitam uma agenda ideológica. Como uma fundação sem fins lucrativos primariamente financiada por doações filantrópicas, não estamos comprometidos com interesses políticos ou corporativos restritos, mas sim com nosso compromisso de enfrentar as mudanças climáticas.

Esta publicação está disponível para *download* sob este código QR.

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlim
P +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Agora Energiewende

A Agora Energiewende é uma iniciativa conjunta da Mercator Foundation e da European Climate Foundation.