# Operações no mercado de energia elétrica e confiabilidade do sistema

Uma contribuição para o debate sobre o desenho de mercado no Fórum Pentalateral da Energia

**IMPULSE**

Agora Energiewende

Versão brasileira por

transição energética

RAP

# Operações no mercado de energia elétrica e confiabilidade do sistema

## EDITORIAL

### IMPULSE

Operações no mercado de energia elétrica e confiabilidade do sistema

Uma contribuição para o debate sobre o desenho de mercado no Fórum Pentalateral da Energia


### ESTUDO EM NOME DE

Agora Energiewende
Rosenstrasse 2 | 10178 Berlim | Alemanha

Líder de projeto:
Christian Redl
christian.redl@agora-energiewende.de

### ESCRITO POR

The Regulatory Assistance Project
Rue de la Science 23 | 1040 Bruxelas | Bélgica

Michael Hogan
Frederick Weston



Supported by:

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy

on the basis of a decision by the German Bundestag

Revisão: Translationes, Berlim
*Layout*: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Capa: © Guillaume Le Bloas - Fotolia.com
Tradução para português: Bráullio de Souza

**058/08-I-2014/EN**
Publicado em dezembro de 2014

Citar como:
RAP (2014): *Power Market Operations and System Reliability: A contribution to the market design debate in the Pentalateral Energy Forum. Study on behalf of* Agora Energiewende.

www.agora-energiewende.de

# Prefácio

Caro leitor,
Se quisermos alcançar um sistema elétrico de baixo carbono competitivo e seguro na Europa, é essencial um desenho de mercado aperfeiçoado que enfatize o aumento da flexibilidade do sistema. Embora anteriormente as usinas de mérito médio e de carga de pico simplesmente seguissem a demanda, hoje, as tecnologias de energia renovável – especialmente eólica e solar – exigem resposta da demanda, capacidades flexíveis de geração, redes inteligentes e tecnologias de armazenamento refletindo a necessidade de maior flexibilidade.

Ao projetar um regime de mercado de energia elétrica aprimorado, devemos levar em conta as interações entre os vários elementos do sistema – sejam técnicos, regulatórios ou políticos. Os principais elementos que precisam ser considerados incluem os mercados de energia elétrica existentes, os esquemas de apoio às fontes renováveis, o planejamento e as operações da rede e, potencialmente, instrumentos adicionais, como mecanismos de capacidade de fornecimento.

Podem ser esperados enormes ganhos em termos de prosperidade se a futura otimização do regime regulamentar dos mercados de energia elétrica for levada a cabo na Europa.

A cooperação regional é um passo intermediário importante para alcançar uma solução europeia. O Fórum Pentalateral da Energia – uma iniciativa regional que compreende sete países (Áustria, Bélgica, França, Alemanha, Luxemburgo, Holanda e, como observador, Suíça) – está desempenhando um papel de liderança nesse contexto. Com base em seu passado histórico de cooperação regional, esses países intensificam suas atividades com vistas à segurança regional do suprimento.

Este estudo pretende contribuir para as discussões atuais sobre o desenho de mercado ideal dentro e entre os países do Fórum Pentalateral da Energia – e além. Ele analisa as opções disponíveis para projetar os mercados de dia seguinte, intradiário, balanceamento e capacidade, ao mesmo tempo em que leva em consideração os requisitos de flexibilidade técnica dos futuros sistemas elétricos. Esperamos que você ache a discussão estimulante e útil.

Sinceramente,

Patrick Graichen
Diretor Executivo da Agora Energiewende

## Principais descobertas em resumo

1. **A adequação de recursos não é apenas sobre "quanto?", mas também sobre "qual tipo?".** O sistema elétrico do futuro exigirá uma combinação de recursos flexíveis para abordar eficientemente a adequação dos recursos. Do lado da oferta, serão necessárias mais usinas de pico e mérito médio, e menos usinas de carga de base inflexíveis. Além disso, a ativação do potencial de flexibilidade pelo lado da demanda será crucial.

2. **A adequação de recursos deve ser avaliada em nível regional.** Avaliações de adequação de recursos regionais reduzem os custos de se obter um sistema elétrico confiável e mitigam a necessidade de flexibilidade. Para um determinado padrão de adequação de recursos, a quantidade de recursos necessários diminui e as opções para equilibrar o sistema se expandem à medida que o tamanho do mercado aumenta.

3. **A reformulação dos mercados somente de energia (*energy-only market*) é uma opção sem arrependimento.** Tornar o mercado somente de energia mais rápido e maior é crucial para atender ao desafio da flexibilidade. A integração adicional de mercados de curto prazo através das fronteiras, bem como a vinculação vertical dos diferentes segmentos (mercados de dia seguinte, intradiário e balanceamento) pode ajudar a reduzir os requisitos de flexibilidade. Isso também permitirá que os mercados reflitam melhor o valor em tempo real dos recursos de energia elétrica e balanceamento.

4. **Se a adequação de recursos for abordada por meio de um mecanismo de capacidade, a característica operacional dos recursos precisa ser o foco principal, ao invés da capacidade instalada.** A segurança do fornecimento será cada vez mais uma questão dinâmica. Os futuros mecanismos de capacidade precisarão considerar isso focalizando não apenas a capacidade no sentido quantitativo, mas também as características operacionais. Isso minimizará os efeitos de arrastamento de preço dos mecanismos de capacidade para os mercados somente de energia elétrica, ao mesmo tempo em que promoverá maior confiabilidade a custos menores.

# Conteúdo


| | | |
|---|---|---|
| **1** | **Introdução** | **5** |
| **2** | **Gerenciando uma transição ordenada e de baixo custo para 2030** | **7** |
| **3** | **Soluções evolutivas para confiabilidade durante a transição** | **9** |
| | A. A adequação de recursos não é, e nunca foi, apenas sobre capacidade de fornecimento | 9 |
| | B. Capacidade instalada e características operacionais | 12 |
| | C. Principais consequências para níveis de investimento "adequados" | 13 |
| **4** | **Enfrentando o desafio do investimento – geração convencional** | **17** |
| | A. Uma abordagem "sem arrependimentos" | 17 |
| | B. A geografia da adequação | 20 |
| **5** | **Enfrentando o desafio de investimento – fontes de energia renováveis (FER)** | **21** |
| | A. Repensar as políticas de suporte de implantação | 21 |
| | B. Direção recente da política da UE | 22 |
| | C. Gerenciar ativamente o impacto na oferta e demanda | 22 |
| **6** | **Estrutura de mercado, regras de mercado, governança de mercado** | **25** |
| | A. Redução da necessidade de aumentar a flexibilidade de recursos | 25 |
| | 1. Áreas de controle de balanceamento maiores | 25 |
| | 2. Mercados mais rápidos | 26 |
| | B. Aproveitar o potencial de flexibilidade do lado da demanda | 27 |
| | C. Tornar mais visível o valor da flexibilidade dos recursos | 28 |
| | 1. Precificar integralmente todas as decisões de balanceamento do mercado de energia elétrica | 28 |
| | 2. Precificar totalmente a escassez nos serviços de balanceamento | 29 |
| | 3. Abrir mercados de balanceamento para provedores de serviços não tradicionais | 29 |
| | 4. Preços locacionais | 30 |
| **7** | **Conclusão** | **33** |

# 1. Introdução

A União Europeia continua comprometida com as reduções das emissões de gases do efeito estufa em 80% a 95% abaixo dos níveis de 1990 até 2050 e, em outubro de 2014, estabeleceu as metas intermediárias para 2030. Um componente crítico para atingir esses objetivos de longo prazo é um setor elétrico descarbonizado. Mas o setor elétrico não pode sacrificar a confiabilidade para atingir esses objetivos ambientais críticos. Não é necessário fazê-lo: vários estudos confiáveis descreveram caminhos de descarbonização do setor elétrico com base em tecnologias existentes que podem atender ou exceder os padrões atuais de confiabilidade. E, o mais importante, uma transição segura e confiável para um suprimento de energia elétrica descarbonizado pode ser realizada a um custo razoável – na verdade, a um custo não muito maior ou até menor do que o de "*business as usual*". A criação de soluções a nível regional ou europeu oferece aos governos da UE uma das melhores opções para manter a segurança do fornecimento a um custo razoável. Como exemplo, o Fórum Pentalateral da Energia (PLEF)[1] representa precisamente o tipo de iniciativa regional que detém a chave para muitas das oportunidades mais importantes a fim de tornar isso uma realidade.

A concepção, as regras e as operações do mercado[2] estão no centro desse processo, sobretudo tendo em conta a recente trajetória da política e legislação energética da União Europeia. A interseção da política energética e climática gerou uma discussão animada sobre os mercados e a segurança do suprimento, algo que tendeu a enfocar estritamente em noções e soluções tradicionais para o desafio da confiabilidade. Em vez de partir da questão de qual projeto de mercado é mais capaz de fornecer uma determinada quantidade de investimento, estudos recentes esclareceram a importância de se perguntar primeiro que tipo de investimento é mais adequado às necessidades de um sistema elétrico de baixo carbono. A solução de confiabilidade de menor custo será possibilitada não por um mercado que perpetua investimentos em "mais do mesmo", mas transfere o investimento de uma matriz de recursos preexistente, dominada pela geração de carga de base inflexível, para uma que possa eficientemente complementar a produção de um mercado com participação crescente de recursos variáveis.

O debate sobre os mercados somente de energia *versus* os mercados de energia mais capacidade é importante, mas, em certa medida, perde o foco. Ambos os modelos, quando bem implementados, podem garantir confiabilidade, e cada um deles apresenta riscos significativos. Porém, se o custo da solução de confiabilidade é razoável ou caro dependerá, em última análise, de se a combinação resultante de instrumentos de mercado, governança e regulamentação captem adequadamente a necessidade de uma combinação cada vez mais flexível de recursos do sistema. É necessário um discurso mais abrangente sobre a melhor forma de se estruturar os mercados e os mecanismos de preços (incluindo os recursos renováveis) para alcançar as metas climáticas, de segurança e econômicas da Europa. Este estudo destina-se a oferecer um ponto de partida para essa discussão.

1 O Fórum Pentalateral da Energia é formado por seis membros plenos (Áustria, Bélgica, França, Alemanha, Luxemburgo e Holanda) e um observador (Suíça).

2 O funcionamento dos mercados atacadistas de eletricidade na UE divide-se entre os operadores do sistema (que operam os "mercados de balanceamento", na medida em que são mercados) e os comercializadores de energia elétrica (que operam nos mercados energéticos do dia seguinte e intradiários). Isso introduz certos desafios de integração de fontes renováveis que serão discutidos a seguir.

# 2. Gerenciando uma transição ordenada e de baixo custo para 2030

Um sistema elétrico descarbonizado deve continuar a ser um sistema elétrico confiável, a fim de atender às necessidades da indústria europeia e demais consumidores. Deverá também continuar a ser um sistema elétrico acessível para todos e que sustente a competitividade europeia. O impulso em direção a um sistema elétrico descarbonizado está atualmente consagrado na política e na legislação, mas não pode ser tomado como garantido. Se os custos de atender às expectativas estabelecidas de confiabilidade aumentassem significativamente, todo o empreendimento poderia ficar sob intensa pressão política. Felizmente, há um corpo crescente de análises especializadas direcionadas a esses importantes desafios, um crescente consenso sobre as medidas que podem ser tomadas – imediatamente – para lidar com eles, e mais e mais experiência no mundo real para justificar a confiança em sua eficácia. Embora algumas das estratégias discutidas aqui envolvam um carregamento antecipado de custos com benefícios acumulados ao longo do tempo, espera-se que cada uma delas contribua para reduzir o custo geral de garantir a confiabilidade na transição para um sistema elétrico de baixo carbono.

Sob qualquer cenário realista, a descarbonização dependerá de uma parcela significativa de fontes de energia renováveis (FER), dependentes predominantemente do vento e da radiação solar, cuja disponibilidade é variável e não controlada. À medida que os recursos variáveis se tornam grandes atores na matriz energética, o custo e a complexidade de manter a confiabilidade podem variar muito, dependendo de como o desenho e a operação do portfólio geral de recursos do sistema evoluem em resposta à mudança na matriz de recursos. Agora é possível vislumbrar uma série de caminhos de baixo custo baseados em diferentes combinações de um conjunto de opções que se reforçam mutuamente. Um passo crítico é uma mudança deliberada de investimento em direção a uma maior flexibilidade no portfólio de recursos geradores – menos carga de base inflexível, unidades de mérito médio mais flexíveis. Outras opções altamente benéficas incluem: a coordenação do comprometimento de unidades, o despacho econômico e o balanceamento em áreas geográficas maiores; maior integração das operações do mercado do dia seguinte, intradiário e de "balanceamento"; a incorporação e a atualização intradiária frequente das previsões avançadas de energia eólica e solar em termos de comprometimento de unidades e operações de redes; e participação plena da flexibilidade despachável do lado da demanda (incluindo o armazenamento de energia pelo lado da demanda) no mercado de serviços de balanceamento, no mercado de energia e (se aplicável) no mercado de capacidade.

Cada uma dessas etapas é técnica e economicamente viável hoje e, em graus variados, pode ser observada em operação em mercados competitivos na Europa e em todo o mundo. Na verdade, essas medidas interagem umas com as outras de maneira importante e positiva. Por exemplo, a operação de balancear mercados em áreas mais amplas reduz a necessidade de flexibilidade de recursos adicionados e vice-versa. A questão para os tomadores de decisão, então, não é se a transição pode ser alcançada de forma confiável e a um custo razoável, mas sim quais "alavancas" de política e em que combinação eles escolhem para criar tal caminho.

# 3. Soluções evolutivas para confiabilidade durante a transição

O desafio central que os formuladores de políticas energéticas e os operadores de sistemas enfrentam é garantir a disponibilidade de recursos suficientes para atender à demanda de serviços virtualmente em todos os momentos e a um custo razoável. Isso requer investimento tanto em uma quantidade de recursos como em uma variedade de recursos de menor custo, uma função que durante a maior parte do século passado foi realizada por planejadores centrais. Nos últimos 30 anos, as forças de mudança econômica e tecnológica e a política ambiental e de saúde pública transformaram a paisagem energética. Como resultado, o setor elétrico está em transição para um setor cuja combinação de recursos e meios de operação será muito diferente daquela do século passado.[3] Isso está levando a uma reavaliação de como garantir um sistema elétrico confiável e de menor custo. Em outras palavras, no sistema elétrico do século XXI, a questão da confiabilidade permanecerá na linha de frente, mas a natureza da solução deve mudar à medida que a penetração da geração variável[4] aumente.

## A. A adequação de recursos não é, e nunca foi, apenas sobre capacidade de fornecimento

A confiabilidade do serviço é estabelecida em duas dimensões: uma dimensão operacional (normalmente referida como segurança do sistema), na qual uma combinação de recursos disponíveis é implantada para atender à demanda esperada em tempo real pelo menor custo razoável; e uma dimensão de investimento (normalmente referida como adequação de recursos ou geração), na qual o investimento é necessário para manter, atualizar, expandir e transformar o portfólio de recursos para que estes continuem disponíveis a fim de atender à demanda futura ao menor custo razoável. A crescente confiança em recursos renováveis varia fundamentalmente a dimensão de segurança do sistema, dando maior ênfase à capacidade do restante dos recursos do sistema de complementar a produção de forma eficiente e confiável. Isso pode ser visto claramente nas Figuras 1 e 2.

A Figura 1 mostra a demanda bruta do sistema dinamarquês em fevereiro de 2012. A Figura 2 mostra a demanda líquida (demanda bruta menos a contribuição de fontes renováveis de custo marginal zero) no mesmo período, a demanda líquida agora representando a função dos recursos despacháveis.

Da mesma forma, as Figuras 3 e 4 mostram a demanda bruta e líquida predominante no sistema elétrico alemão durante dezembro de 2013. Enquanto o *spread* diário entre o pico e a carga mínima chegou a cerca de 20 GW, o *spread* entre pico e demanda líquida mínima foi de cerca de 40 GW durante o período de observação.

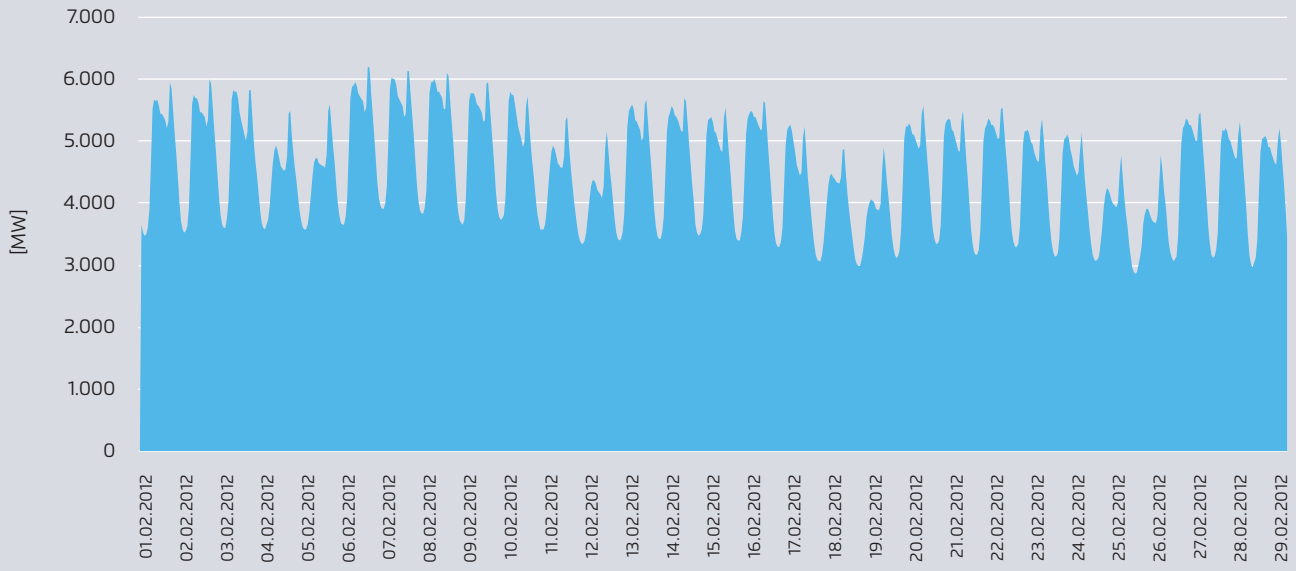
Uma matriz mais flexível de recursos despacháveis, capazes de mudar as operações para cima e para baixo em sincronia com as mudanças menos controláveis na produção de fontes renováveis variáveis, terá taxas de utilização de ativos muito maiores e exigirá muito menos redundância (e, portanto, muito menos investimento) do que uma matriz menos flexível de recursos térmicos.[5] Embora a adequação de recursos nunca tenha sido apenas uma questão da quantidade de recursos, agora mais do que nunca a resposta à questão "quanto?" depende da resposta à pergunta "qual tipo?".

3 Isso é observado em toda a Europa. Diferentes casos específicos serão discutidos aqui, incluindo casos aplicáveis especificamente à região do Fórum Pentalateral da Energia e seus vizinhos.

4 O termo "variável" usado aqui refere-se a qualquer gerador cuja capacidade de produzir eletricidade – quanto e quando – está além do controle dos operadores em um grau significativo. O termo técnico geralmente usado para isso é "intermitente".

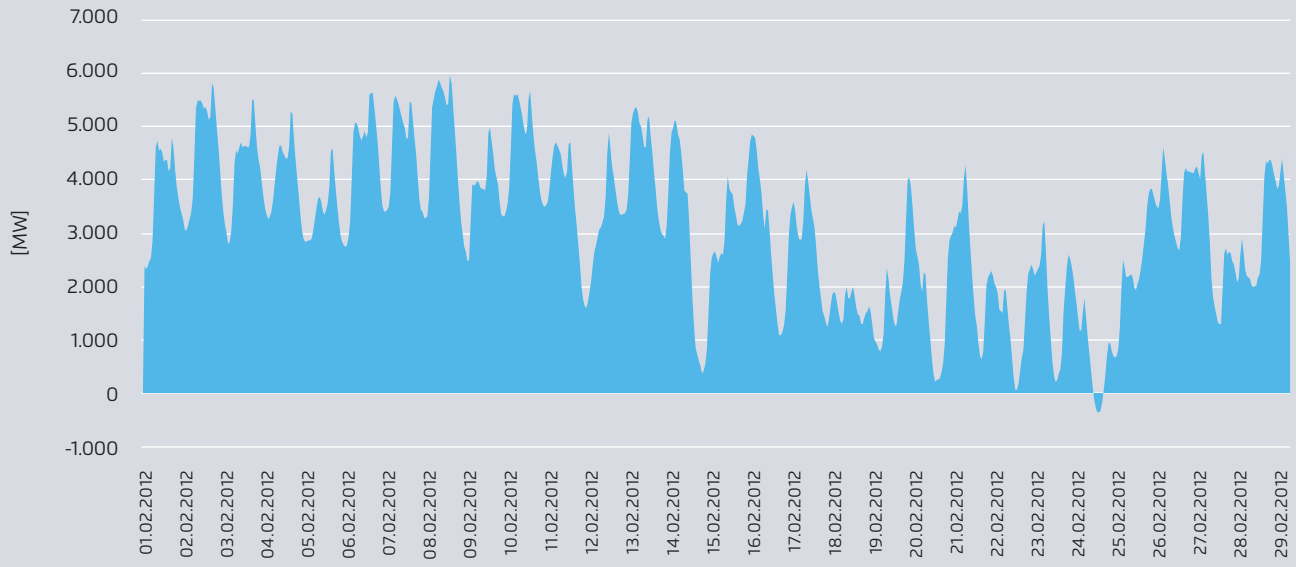
5 Veja, por exemplo, *The Power of Transformation* (International Energy Agency, 2014); *Renewable Energy Futures* (U.S. Dept. of Energy/National Renewable Energy Laboratory, 2012); *Accommodating High Levels of Variable Generation* (North American Electric Reliability Corp., Abril 2009); Hinkle, Pedder, Stoffer *et al.*, *Contributions of Flexible Energy Resources for Renewable Energy Scenarios* (GE Energy, 8 mar. 2011); *Power Perspectives* 2030 (European Climate Foundation, McKinsey & Co., KEMA, Imperial College London, Regulatory Assistance Project, E3G, 2012).

Demanda total de eletricidade na Dinamarca durante fevereiro de 2012 Figura 1



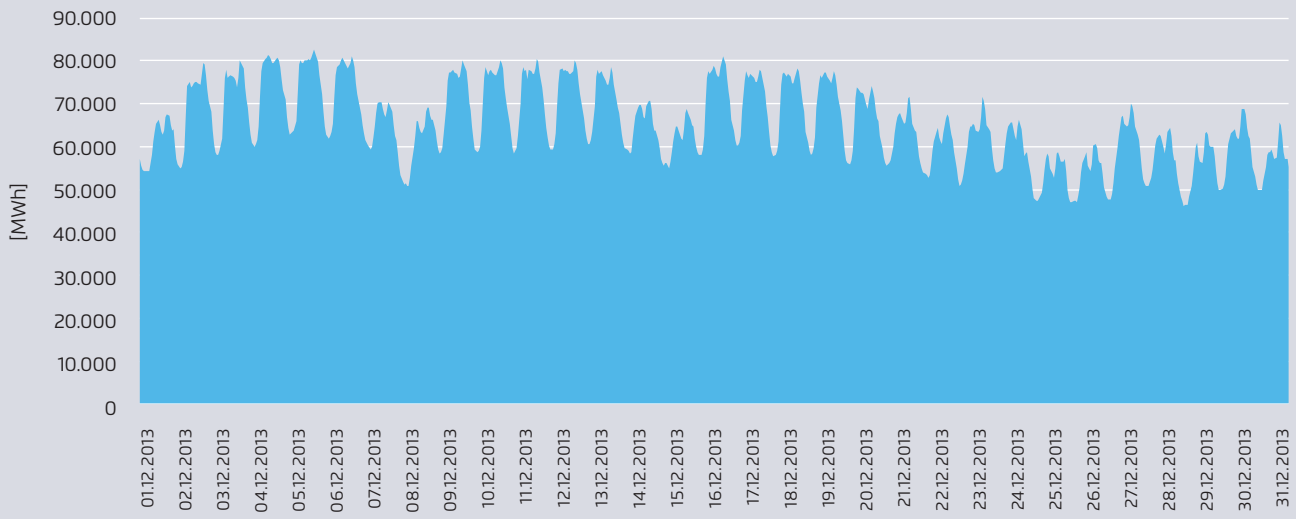

energinet.dk

Demanda líquida (demanda total menos energia eólica) na Dinamarca durante fevereiro de 2012 Figura 2



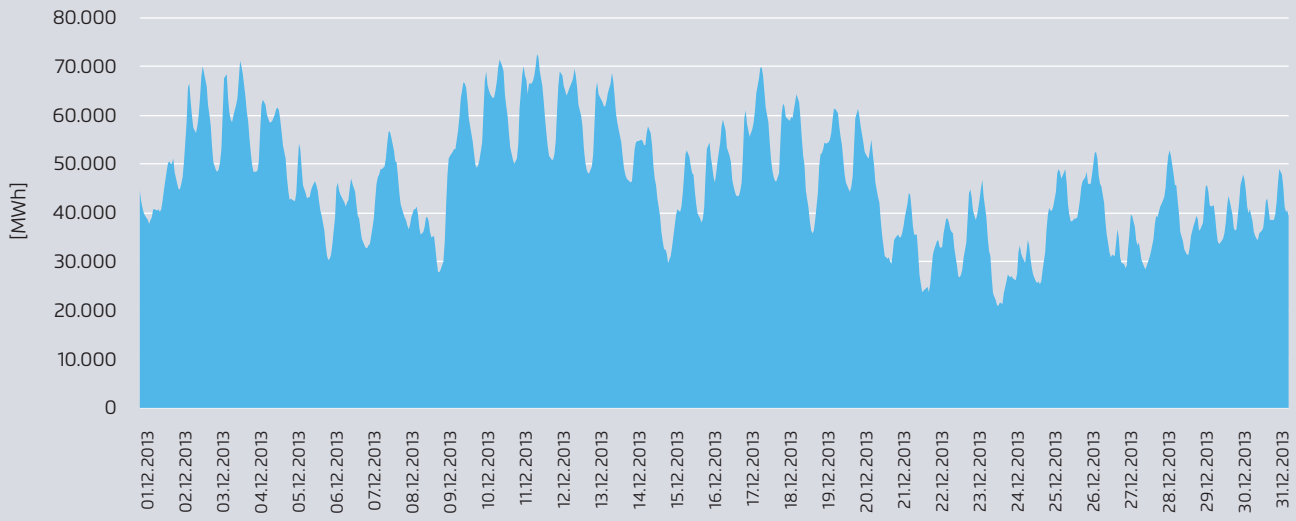

energinet.dk

Demanda total de eletricidade na Alemanha durante dezembro de 2013 Figura 3




Agora Energiewende (2014), análise própria

Demanda líquida (demanda total menos energia eólica e fotovoltaica) na Alemanha em dezembro de 2013 Figura 4




Agora Energiewende (2014), análise própria

## B. Capacidade instalada e características operacionais

Onde a geração e o suprimento são fornecidos competitivamente, as decisões sobre quando, quanto e em que investir são, em princípio, deixadas para o mercado. Está em andamento um debate em muitas partes da Europa e da América do Norte sobre a dependência exclusiva dos mercados de energia elétrica ou a adoção de alguma combinação de mercados de energia elétrica e mecanismos de remuneração de capacidade. Onde mecanismos de capacidade são propostos, eles são frequentemente projetados como mecanismos de "produto único" que abordam apenas a quantidade de capacidade, com base principalmente na alegação de que a necessidade de investir na flexibilidade dos recursos pode ser deixada para o mercado de energia elétrica. O problema é que os sinais de preço que faltam no mercado de energia elétrica para impulsionar o investimento em capacidade são os mesmos sinais de preço que o mercado de energia elétrica deve usar para remunerar os investimentos em maior flexibilidade de recursos. Em ambos os casos, para fazê-lo, os investidores nos mercados de energia elétrica devem confiar na expressão de "valor de escassez" da precificação dos serviços de energia elétrica e balanceamento. Ou seja, à medida que a demanda se aproxima dos limites da oferta, o valor da energia aumenta para além do custo marginal de geração de curto prazo, refletindo uma combinação de escassez de oferta e valor de um serviço ininterrupto para os consumidores.[6]

Os princípios subjacentes à teoria dos mercados atacadistas de eletricidade competitivos dependem de instâncias individuais de precificação para expressar a escassez de recursos responsivos a curto prazo e do acúmulo de incidentes de precificação de escassez, quando se tornam suficientemente frequentes, para expressar uma escassez de investimento em tais recursos a longo prazo. No entanto, em muitos mercados, o valor da escassez é suprimido por intervenções administrativas[7] ou implementação deficiente do mercado. Quando este é o caso, a ausência de preços adequados de escassez desvaloriza o investimento tanto na capacidade de fornecimento da companhia como no aumento da flexibilidade operacional (ou "características operacionais"). Onde tais distorções administrativas são deixadas persistir, alguma forma de mecanismo suplementar de apoio ao investimento pode ser apropriada.

A Comissão Europeia forneceu recentemente orientações sobre esta questão[8] (paráfrase):

→ 1) Um mercado de energia elétrica que funcione adequadamente pode proporcionar o investimento necessário para garantir um serviço confiável e deve ter a oportunidade de fazê-lo.

→ 2) Paralelamente, as autoridades dos Estados-membros devem realizar regularmente uma avaliação "objetiva, baseada em fatos" da "adequação de geração[9] [...] levando totalmente em consideração os desenvolvimentos a nível regional e da União", conforme exigido pela *Electricity Security of Supply Directive* (Diretiva relativa à segurança da oferta de eletricidade).

6 Até que possamos permitir um envolvimento mais ativo de consumidores nas decisões de compra, as restrições de segurança empregadas pelos operadores do sistema tendem a servir como um indicador para o valor de carga perdida; os operadores de sistemas nos mercados de energia elétrica mais avançados estão traduzindo essas restrições de segurança em preços de escassez, em tempo real, nos mercados de energia elétrica e balanceamento.

7 Em alguns casos, tais intervenções são apropriadas para mitigar o potencial de abuso do poder de mercado, e, onde o poder de mercado continua a ser uma preocupação legítima, ele limitará o escopo da confiança na precificação irrestrita do mercado de energia elétrica. A determinação de que exista concorrência efetiva e a introdução de monitoramento efetivo de mercado são pré-condições necessárias para a remoção dessas medidas de mitigação de poder de mercado.

8 Generation Adequacy in the internal electricity market – guidance on public interventions (5 nov. 2013).

9 O uso do termo "adequação de geração" é uma convenção infeliz na discussão europeia, dada a crescente percepção da resposta da demanda despachável como uma alternativa competitiva à geração. Usamos a expressão "adequação de recursos", mais precisa e amplamente aceita, ao longo deste documento.

→ 3) Se surgir uma preocupação com a adequação dos recursos, as causas devem ser identificadas e, sempre que possível, corrigidas.

→ 4) Se, apesar do cumprimento do que foi exposto anteriormente, subsistirem preocupações legítimas quanto à adequação dos recursos, pode ser tomada uma decisão de intervir em apoio ao investimento; se assim for, a forma de intervenção deve ser aquela que "menos distorce o comércio transfronteiriço e o bom funcionamento do mercado interno de energia".

Na discussão do item 2 (avaliação da adequação de recursos), a Comissão acrescentou que "as regras contidas na Electricity Security of Supply Directive e a sua transposição e implementação podem ser insuficientes para enfrentar os desafios do futuro de forma totalmente satisfatória". Isso parece ser uma referência à crescente necessidade de se considerar os atributos dos recursos além da simples quantidade quando se avalia a "adequação de geração".

Para tornar isso mais claro, a North American Electric Reliability Corporation (Corporação de Confiabilidade da América do Norte), uma autoridade líder em confiabilidade do sistema elétrico, declarou explicitamente que a adequação de recursos não pode ser determinada medindo a capacidade como uma mercadoria indiferenciada, mas sim a adequação dos recursos do sistema só pode ser determinada com referência às suas características operacionais.[10] Da mesma forma, o Council of European Energy Regulators (Conselho Europeu de Reguladores de Energia) emitiu recentemente recomendações para avaliações de adequação, incluindo a necessidade de considerar explicitamente a flexibilidade, as necessidades de recursos desagregadas por período de tempo e a flexibilidade pelo lado da demanda.[11]

O fato de isso ser crucial é confirmado repetidamente na experiência do sistema elétrico, uma vez que a grande maioria dos eventos de confiabilidade relacionados à geração ocorre durante períodos em que a capacidade de geração total ("firme") do sistema supera a demanda total.[12]

Em suma, não se pode assegurar a adequação dos recursos intervindo no mercado para apoiar o investimento em capacidade indiscriminadamente sem abordar o fato de que o mesmo valor de escassez "ausente" também distorce o valor relativo da capacidade mais flexível. Pelo contrário, à medida que a parcela da produção renovável variável aumenta, um mecanismo de capacidade de produto único só reforçará o descompasso entre a inflexibilidade do portfólio atual e o que será necessário para garantir a segurança do sistema de menor custo no futuro.

## C. Principais consequências para níveis de investimento "adequados"

Deixar esse problema para ser tratado mais adiante levará a uma utilização insatisfatória dos ativos e a um ambiente de investimento instável, exigindo custos de investimento adicionais para os consumidores que poderiam ter sido evitados. As consequências de não avaliar a flexibilidade de recursos de forma completa e oportuna foram abordadas no recente estudo da Agência

10 NERC, Balancing and Frequency Control (26 jan. 2011), p. 40-41.

11 CEER, Recommendations for the assessment of electricity generation adequacy, Ref: C13-ESS-33-04, 8 out. 2014.

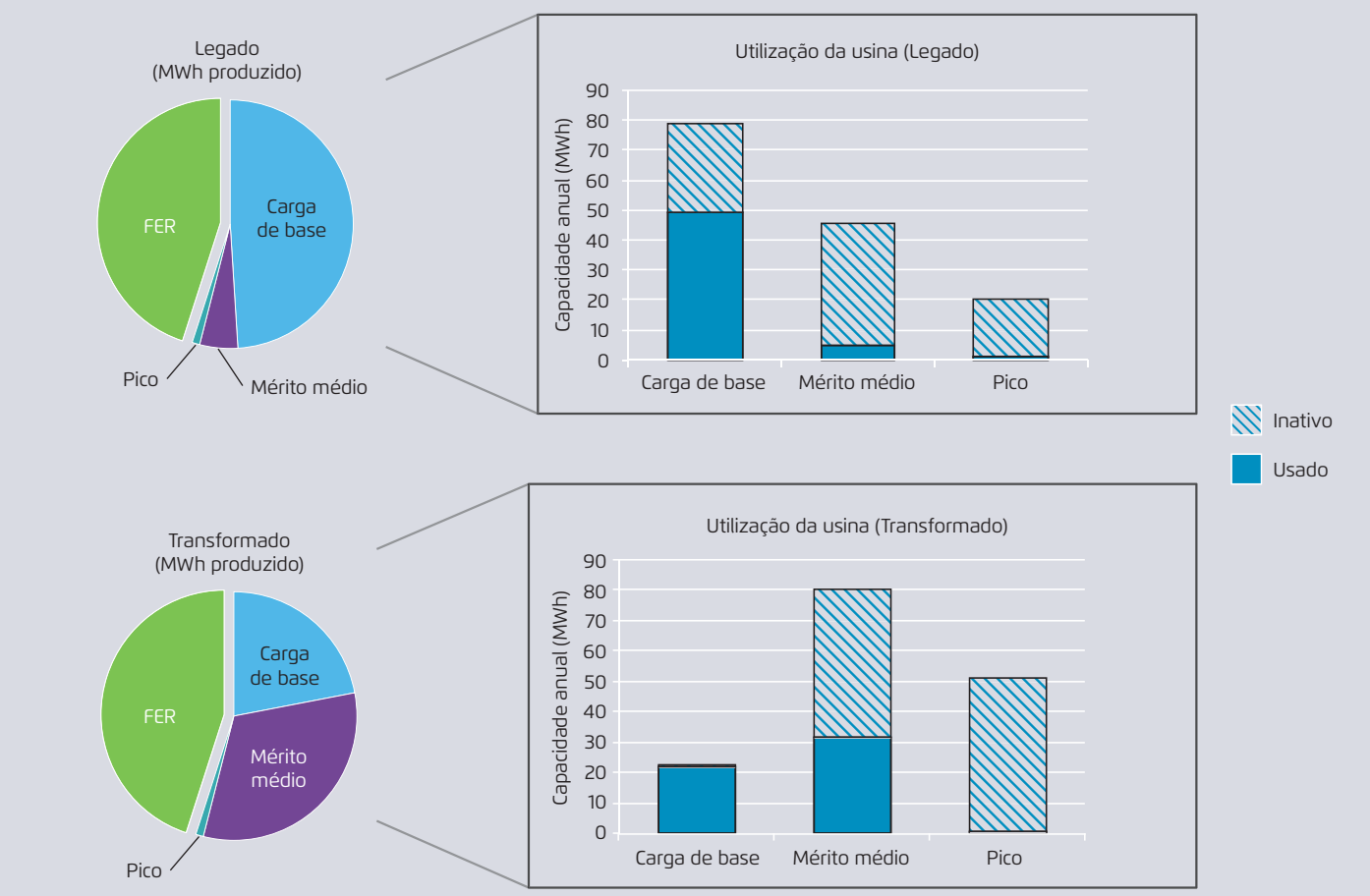
12 Compare a situação alemã em fevereiro de 2012.: embora houvesse ampla capacidade disponível de dia para atender à demanda, por várias horas a segurança do fornecimento só podia ser garantida com a implantação de praticamente todas as reservas contratuais de equilíbrio. Muitas partes responsáveis pelo balanceamento haviam comprado e programado menos eletricidade no mercado de dia seguinte do que o necessário para atender aos seus planos de demanda apresentados, o que significa que a capacidade que poderia ter sido comprometida não foi e, portanto, foi incapaz de responder conforme necessário. (BMWi, 2014: Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)). Naquela época, os preços de desbalanceamento na Alemanha ainda podiam ser menores do que os preços do dia seguinte e intradiários, gerando um incentivo para ser estruturalmente "curto".

Internacional de Energia (IEA) sobre integração de fontes renováveis.[13] Ao analisar um sistema semelhante ao que é compartilhado pelos países do PLEF, o estudo destacou diferenças importantes entre um sistema em que a matriz de recursos muda em resposta ao papel crescente de fontes renováveis variáveis e um que continua a investir em "mais do mesmo". Os resultados são apresentados nos gráficos da Figura 5 para um sistema passando por uma transição de 0% a 45% de fontes renováveis variáveis.

13 IEA, The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems (fev. 2014), em particular, p. 162-164.

Os gráficos mostram um sistema no qual a parcela de fontes de energia renovável (FER) variável cresceu para 45%, sob dois cenários. No cenário "Legado", a combinação histórica da capacidade de geração térmica (carga de base, mérito médio e pico) permaneceu essencialmente inalterada durante a transição. A maior parte da produção de energia não renovável vem de usinas de carga de base inflexíveis, com usinas de mérito médio flexíveis produzindo uma quantidade muito menor. As usinas de carga de base, que tradicionalmente viam fatores de capacidade na faixa de 90%, agora estão operando apenas 62% do tempo, enquanto as usinas de mérito médio, que normalmente rodam cerca de 40% do tempo, estão vendo apenas 11% de fatores de capacidade. Ambos os casos são insuficientes para apoiar o investimento sem alguma

Impacto da matriz de usinas térmicas nas taxas de investimento e utilização das usinas — Figura 5




Adaptado do relatório da IEA na nota de rodapé 13

forma de assistência suplementar. Esse é apenas um tipo de quadro negativo muitas vezes pintado de um sistema com altas participações de FER variável. O que a análise da IEA e outras análises recentes demonstram é que não há nada de inevitável nesse resultado. No cenário "Transformado", a matriz de tipos de recursos térmicos foi reequilibrada em resposta ao crescimento de recursos variáveis, com o investimento sendo transferido para uma usina mais flexível. Ligeiramente mais energia é agora produzida por usinas de mérito médio flexíveis do que por usinas de carga de base. As usinas carga de base remanescentes estão novamente a mais de 90% da capacidade, enquanto as usinas de mérito médio estão novamente a cerca de 40% da capacidade.

Ao levar a análise mais adiante, esses resultados implicam níveis de investimento muito diferentes. Usando premissas conservadoras para o custo de construir esses tipos de usina,[14] o cenário transformado fornece a mesma quantidade de energia para o mesmo padrão de confiabilidade, mas com mais de 40% menos do investimento necessário para fazê-lo. **Em suma, uma matriz mais flexível de recursos despacháveis, capazes de mudar as operações para cima e para baixo em sincronia com as mudanças menos controláveis na produção renovável variável, terá taxas de utilização muito mais altas e exigirá muito menos redundância (e, portanto, muito menos investimento) do que uma matriz menos flexível de recursos térmicos.**

14 Assumimos uma média de € 3.500/kW de custos de nova construção para carga de base, € 1.300 para o mérito médio e € 350/kW para pico.

# 4. Enfrentando o desafio do investimento – geração convencional

Confiabilidade, então, repousa sobre uma base de investimento em recursos do sistema. A adequação desse investimento deriva de uma quantidade adequada de recursos e de uma matriz adequada de características operacionais dos recursos (ou atributos operacionais). Em mercados de eletricidade competitivos, há duas abordagens para fornecer um portfólio adequado de investimento de recursos: mercados somente de energia (*"energy-only"*), que dependem dos preços de eletricidade e serviços de balanceamento para impulsionar o investimento, e mercados de energia elétrica aos quais um mecanismo administrativo foi anexado para definir um valor para a capacidade em algum período de tempo futuro.

Os mercados somente de energia são capazes, em teoria, de fornecer uma solução de adequação de recursos economicamente eficiente, mas existem riscos inerentes em depender exclusivamente dos mercados somente de energia e frequentemente, na prática, deficiências na implementação de tais mercados. Os problemas de implementação podem incluir medidas de mitigação de poder de mercado, que, ao mesmo tempo em que são necessárias por causa de uma falha em se limitar e monitorar adequadamente o poder de mercado, também distorcem os preços de energia elétrica. Outro problema de implementação é uma desconexão estrutural entre o preço do mercado de energia elétrica e as condições de oferta e demanda no mercado de balanceamento. Mecanismos de capacidade podem criar maior certeza em torno da entrega de um dado nível de investimento de recursos, mas, como mecanismos administrativos, eles carregam seus próprios riscos de implementação. Particularmente no contexto da transformação para uma matriz de baixo carbono, o mais importante desses riscos centra-se na capacidade ou no desejo dos administradores de mercado de captar suficientemente a natureza multifacetada do desafio de adequação de recursos que esses mecanismos pretendem abordar. Dito de maneira simples, dadas as restrições práticas das soluções administrativas e os fatores humanos e políticos que entram em jogo, um mecanismo de capacidade pode garantir muito investimento na matriz errada de recursos, levando a um aprisionamento tecnológico (*lock-in*), que, por sua vez, pode levar a ainda mais investimento excessivo e a uma escalada desnecessária dos custos da transição.[15]

Pessoas razoáveis podem discordar sobre a sabedoria e a necessidade de se adotar mecanismos de capacidade. Nós não tomamos uma posição sobre essa questão aqui. Qualquer que seja o caminho escolhido, a questão importante permanece a mesma: o mercado está direcionando o investimento para um portfólio de recursos mais adequado para fornecer um nível aceitável de confiabilidade pelo menor custo à medida que descarbonizamos o setor elétrico? Já existe experiência suficiente em mercados em todo o mundo com as duas abordagens para concluir que não há respostas simples para essa questão.

## A. Uma abordagem "sem arrependimentos"

A frustração com os desafios práticos e políticos de se aperfeiçoar o funcionamento dos mercados somente de energia levou à adoção de mecanismos de capacitação em várias áreas de mercado como forma de reduzir o risco de subinvestimento. Em praticamente todas as instâncias,

15 Embora, além do escopo deste documento, haja um corpo crescente de análises acadêmicas que demonstram que os padrões de confiabilidade tradicionalmente aplicados em muitas regiões do mercado têm pouca ou nenhuma base objetiva nas análises econômicas do valor da confiabilidade (ver, por exemplo, Brattle Group, ERCOT Investment Incentives and Resource Adequacy, 1º jun. 2012). Como resultado, as avaliações de adequação de recursos muitas vezes levaram a conclusões questionáveis sobre o nível exigido de investimento e o desempenho dos mercados somente com energia na sua entrega. A tendência resultante de usar os mercados de capacidade para garantir investimentos não econômicos em capacidade é particularmente preocupante em um sistema elétrico de baixo carbono.

esses mecanismos foram inicialmente projetados como mecanismos de "produto único" que tratam a capacidade como uma mercadoria indiferenciada, tanto para reduzir a complexidade como na crença de que o mercado de energia elétrica direcionará o investimento para a matriz correta de recursos. Reduzir a complexidade desnecessária é louvável na definição de mecanismos administrativos, especialmente aqueles que são inerentemente complexos como estes. Porém, conforme já discutimos, existem falhas fundamentais no pressuposto de que um mercado de energia elétrica considerado incapaz de fornecer a *quantidade* certa de investimentos em recursos pode, no entanto, gerar confiança quanto ao fornecimento da *matriz* correta de investimentos em recursos.

Como consequência, em mercados que acumularam experiência mais longa com mecanismos de capacidade, as autoridades estão achando necessário rever essa questão. Vários começaram recentemente a introduzir níveis diferenciais de compensação para diferentes tipos de recursos com base em suas características operacionais, mesmo em mercados cuja penetração de recursos variáveis permanece relativamente modesta.[16] Como a participação da produção de energia de recursos variáveis torna-se mais significativa, com a consequente transformação na matriz ideal das características operacionais de recursos convencionais, as deficiências dos mecanismos de capacidade de produto único tornam-se cada vez mais aparentes. Como vários mercados consideram os méritos de agregar mecanismos de capacidade a seus mercados de energia elétrica, ao mesmo tempo em que incorporam recursos cada vez mais variáveis, a capacidade se tornará um produto cada vez mais diferenciado e os mecanismos de capacidade terão que refletir, de algum modo, se vão continuar a servir ao propósito pretendido de assegurar a adequação de recursos a um custo razoável.

Embora a relativa simplicidade dos mecanismos de capacidade de produto único seja, em última análise, insustentável, haverá restrições práticas, tais como a necessidade de uma flexibilidade adequada, sobre o grau de complexidade que pode ou deve ser projetado para esses mecanismos administrativos. A complexidade do desenho também deve ser limitada pelo reconhecimento de que a busca por precisão rapidamente ultrapassará a capacidade dos administradores de determinar com certeza qual será a matriz correta de recursos no futuro. Por essa razão, a responsabilidade de moldar o investimento para a matriz ideal de recursos, considerando suas características operacionais, não pode ser deixada inteiramente para os mecanismos de capacidade. Por mais benéfico para reduzir a incerteza que um mecanismo de capacidade bem projetado possa ser, sempre será uma ferramenta administrativa comparativamente rudimentar. Embora seja importante utilizar esses mecanismos para apoiar a necessidade de transferir investimentos para recursos de sistema mais flexíveis, eles não podem replicar totalmente o papel que os mercados somente de energia podem e devem desempenhar ao fazê-lo. Mais uma vez, em muitos dos mercados atacadistas de eletricidade mais avançados, há evidências de que esse é o caso. Reformas agressivas projetadas para melhorar os preços da escassez nos mercados de energia elétrica e de serviços de balanceamento foram recentemente introduzidas em vários mercados competitivos, não apenas em mercados somente de energia, mas também em mercados firmemente comprometidos com o uso de mecanismos de capacidade.[17]

Assim como o desejo de garantir uma determinada quantidade de investimento motiva alguns a buscar a segu-

16 Para informações sobre a proposta da ISO New England de janeiro de 2014, veja **http://isonewswire.com/updates/2014/1/22/spi-news-iso-ne-submits-proposal-to-strengthen-per- formance-i.html**; para uma descrição da proposta do PJM de agosto de 2014, veja **http://www.pjm.com/-/media/documents/reports/20140820-pjm-capacity-performance-proposal.ashx**.

17 Veja **http://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/shortage-pricing-fact-sheet.ashx** para uma breve descrição de melhorias na precificação de escassez no Mercado PJM; para uma descrição das recentes melhorias na precificação de escassez para o Mercado GB do Reino Unido, veja **https://www.ofgem.gov.uk/ electricity/wholesale-market/market-efficiency-review-and-reform/electricity-balancing-significant-code-re-view**; para obter detalhes sobre os novos mecanismos de precificação de escassez introduzidos pelo ERCOT em junho 2014, veja **http://www.ercot.com/content/wcm/training_courses/107/ordc_workshop.pdf**

rança proporcionada por um mecanismo de capacidade, a necessidade de garantir uma matriz de recursos de menor custo impulsiona a necessidade de melhorar a eficácia dos sinais de preços de mercados de energia elétrica e de balanceamento. A opção "sem arrependimentos" é redobrar os esforços para alinhar o funcionamento dos mercados de energia elétrica ao seu potencial teórico, independentemente da decisão que possa ser tomada sobre os mecanismos de capacidade. Um exemplo atual disso na Europa está no mercado da Grã-Bretanha, onde reformas adotadas para melhorar a expressão da precificação de escassez em mercados intradiários foram adotadas em paralelo com a adoção de um mercado de capacidade.

Caso um mecanismo de capacidade seja adotado, as duras lições da experiência do mundo real nos dizem que ele deve, mais cedo ou mais tarde, ser projetado para reconhecer a diferença de valor entre os diferentes tipos de recursos na entrega de confiabilidade a menor custo. À medida que mais recursos variáveis entram no sistema, será impossível de ignorar o valor de discriminá-los explicitamente em favor da flexibilidade operacional.

## B. A geografia da adequação

Ao considerar o quanto de margem de capacidade para além da demanda é suficiente, a questão da integração transfronteiriça também deve ser mencionada. Está bem estabelecido que, sendo todo o contexto igual, a quantidade de recursos necessários para atender a um dado padrão de adequação de recursos é reduzida, uma vez que o tamanho do mercado (em termos de área e demanda) em que esses recursos são aplicados aumenta. Os amplos benefícios da verdadeira integração do mercado internacional à descarbonização de baixo custo serão tratados a seguir. No entanto, vale a pena considerar aqui que avaliações de adequação de recursos entre os membros, Estado por Estado, conduzirão inevitavelmente à necessidade de mais investimento do que se a segurança do fornecimento e a adequação dos recursos fossem geridas por meio de maior presença geográfica. Embora isso sempre tenha sido verdade até certo ponto, estudos recentes demonstraram que os benefícios da agregação geográfica se tornam ainda maiores quando há parcelas significativas de recursos variáveis nas áreas de mercado relevantes.[18]

O maior benefício acumula-se onde a responsabilidade pela segurança do sistema e a adequação dos recursos são atribuídas a uma única autoridade de área de balanceamento em toda a área de abrangência. Onde isso não for possível por qualquer razão, grande parte do benefício pode ser obtida pela adoção de mecanismos de mercado projetados para integrar comprometimento, despacho e balanceamento de unidades em tempo real entre várias áreas de controle de balanceamento. Esta última opção terá sido efetivamente implementada se e quando os mercados de balanceamento em toda a UE estiverem totalmente integrados, complementando o progresso já realizado no acoplamento de mercados de energia elétrica.

A ação antecipada de grupos de Estados-membros, como os países do PLEF,[19] contribuiria muito para demonstrar os benefícios e acelerar o progresso em outras regiões. À medida que a parcela de recursos variáveis continua a crescer, a alternativa torna-se cada vez menos atraente: a manutenção da prática da gestão de adequação de recursos entre os membros, Estado por Estado, só exacerbará o investimento excessivo e aumentará o custo da confiabilidade ao longo da transição e daí em diante.

18 Veja e.g. Booz & Co *et al.*, Benefits of an Integrated European Energy Market, set. 2013 (**http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/studies/doc/20130902_energy_inte gration_benefits.pdf**); NREL, Combining Balancing Areas' Variability, 2010 (**http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/48249.pdf**), NREL, Examination of Potential Benefits of an Energy Imbalance Market in the Western Interconnection, 2013 (**http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57115.pdf**); e IEA, The Power of Transformation, 2014 (disponível em **http://www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=465**).

19 Veja a discussão da iniciativa IGCC na Seção V.A.1.

# 5. Enfrentando o desafio de investimento – fontes de energia renováveis (FER)

O desafio – e imperativo – do investimento contínuo em FER apresenta um caso especial. Todos os caminhos de descarbonização do setor elétrico prudentes dependem de implantação comercial sustentada de geração renovável em algum nível significativo. Entre as opções de tecnologia de descarbonização, as fontes renováveis são únicas na extensão de progresso feito nos últimos anos no enfrentamento de desafios de desempenho e de custo. Fosse a implantação de fontes renováveis interrompida simplesmente porque é incompatível com as condições atuais do mercado, o progresso dramático e duramente conquistado nos últimos anos na construção de uma indústria comercial, tão crucial para a competitividade de longo prazo de um sistema energético de baixo carbono, terá sido em vão. A declaração da Comissão Europeia sobre a política energética e climática para 2030 confirma isso propondo uma meta da União Europeia (UE) de, no mínimo, 27% para a penetração de FER, contra a meta de 20% para 2020. Recentemente, o Conselho Europeu aprovou esse objetivo, que é vinculativo à UE. Estima-se que isso represente uma participação de 45%-53%[20] de fontes renováveis no setor elétrico, em comparação com a participação estimada de aproximadamente 34% derivada da meta de 2020.

No entanto, apesar do progresso dramático feito nas últimas duas décadas, o investimento em renováveis – em particular as fontes renováveis variáveis – ainda enfrenta desafios no atual ambiente de mercado. Em muitos casos, o custo total da energia renovável está próximo (em alguns casos até abaixo) do nível dos preços médios com os quais se espera que eles possam competir, mas outros fatores entram em jogo. As renováveis variáveis vendidas no mercado de energia elétrica tendem a ganhar menos do que o preço médio de mercado porque os preços tendem a ser mais baixos durante os períodos em que a energia renovável está mais disponível e maiores quando a energia renovável está menos disponível. Em contraste, os recursos mais despacháveis têm a oportunidade de obter preços mais altos durante os períodos em que a produção renovável variável é baixa e a demanda é alta. Mudanças conhecidas na operação do mercado e no portfólio geral de recursos do sistema – que poderiam reduzir a volatilidade dos preços e custos de balanceamento em benefício de todos os investimentos, não apenas de fontes renováveis variáveis – vêm demorando e levarão anos para se materializar completamente, onde elas estão atualmente sendo perseguidas de algum modo. (Veja a Seção 6 para uma breve discussão de algumas dessas oportunidades). Portanto, como as "fases de alavancagem" do apoio à implantação estão perto do fim de seu papel para muitas tecnologias renováveis bem desenvolvidas, mas com alguns obstáculos externos ainda a serem superados, também há perguntas não respondidas sobre as formas que as "fases intermediárias" de apoio irão ou devem tomar. Duas áreas principais a explorar são examinadas a seguir.

## A. Repensar as políticas de suporte de implantação

Devido à natureza variável da maioria das fontes renováveis primárias, elas não se beneficiarão significativamente de intervenções baseadas em capacidade, pelo menos em nenhuma das formas atualmente empregadas ou sob séria consideração. Quanto ao apoio especificamente para investimentos em tecnologia de fontes renováveis, as propostas mais recentes ainda são essencialmente mecanismos subsidiários projetados para trazer mais sinais de mercado, incluindo leilões e "prêmios *feed-in*", bem como variações em programas de certificados transacionáveis baseados em quotas.

20 EC (2014). Impact Assessment Accompanying the Communication A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030. A participação de FER mencionada refere-se aos cenários com uma redução de 40% dos GEE.

Pode ser melhor olhar mais claramente para além de um paradigma de subsídio. Como os custos de muitas das principais tecnologias de FER diminuíram, a necessidade de subsídios reais também diminuiu e deverá continuar a cair, agravada pela expectativa de preços mais altos do carbono e reduções de custos adicionais. O "despacho prioritário" tinha por objetivo proteger as FER variáveis do *curtailment* por conveniência, mas com as FER agora bem estabelecidas na maioria dos mercados, seu custo marginal de curto prazo muito baixo significa que provavelmente serão despachadas virtualmente sempre que estiverem disponíveis. Apesar dos argumentos a favor e contra o despacho prioritário de ambos os lados do debate sobre as FER, não é inteiramente claro qual o impacto incremental (em qualquer direção) que o despacho prioritário tem nesta fase. A melhoria das operações de mercado e a demanda mais responsiva também devem reduzir a necessidade de isolar a FER variável do *curtailment* e equilibrar o risco, o que será um fator crítico que apoia a tendência da política de aumentar a exposição das FER a responsabilidades de balanceamento. Mas, como já descrito, o desafio de ganhar preços de eletricidade desproporcionalmente baixos continuará por algum tempo no futuro, essencialmente estabelecendo a barreira para o investimento em FER hoje e a médio prazo do que provavelmente quando o sistema estiver melhor capaz de absorver as oscilações na produção renovável variável. Durante esse período de transição, o apoio requerido para o investimento em FER terá cada vez menos a ver com paradigmas de subsídios e mais com mecanismos de receita alternativos que permitam que as FER variáveis alcancem preços de mercado próximos da média. Ainda há pensamento criativo a ser feito nesta frente.

## B. Direção recente da política da UE

Alguma direção nova e concreta também está emergindo de Bruxelas em relação ao futuro apoio aos investimentos em fontes renováveis. Embora a futura orientação da política da UE neste domínio ainda esteja em fase de formação, surgiram algumas dimensões específicas dessa orientação.

Há muito tempo, existe alguma ambiguidade em torno do *status* de auxílio estatal de certas políticas de suporte a fontes renováveis. A recente ação da Comissão fornece orientação sobre como essas políticas podem ser tratadas no futuro. Parece que a utilização de leilões para a fixação de prêmios para a produção de energia renovável constituiria o teste mais claro para determinar se o apoio constitui um auxílio estatal. Relacionado a isso, e de acordo com a lei da concorrência e os objetivos do mercado interno de energia, a Comissão desenvolverá esforços para aumentar a cooperação transfronteiriça na concepção e execução de mecanismos de apoio ao investimento em fontes renováveis.

A recente orientação política na UE também está favorecendo restrições ao pagamento de prêmios de produção durante períodos em que os preços da energia são negativos, a fim de evitar a oferta de incentivos adicionais para produzir quando não há necessidade de energia adicional. À medida que isso se torna uma política estabelecida, terá implicações para o desenho de mecanismos de apoio às fontes renováveis, incluindo talvez a adoção de algum componente não energético de apoio ou mudança dinâmica de remunerações de apoio para períodos de escassez de eletricidade.

Como já observado, a política de apoio da UE e dos Estados-membros também está caminhando para aumentar a exposição das FER à responsabilidade de balanceamento e, por implicação, longe do *status* de isolamento fornecido às FER sob medidas como tarifas *feed-in* e despacho prioritário.

## C. Gerenciar ativamente o impacto na oferta e demanda

Um desafio adicional que o investimento em todas as categorias de recursos enfrenta, incluindo as FER, à medida que se tornam mais expostos aos níveis de preços de mercado, é a capacidade ociosa de produção na maior parte da Europa. As políticas de apoio às FER, particularmente as tarifas *feed-in*, até agora tendiam a promover o investimento em nova capacidade renová-

vel, sem levar em conta o impacto resultante no equilíbrio entre a demanda por capacidade produtiva e a oferta de capacidade produtiva, e sem nenhum plano ou política óbvia para lidar com qualquer excedente ou capacidade ociosa que possa ser criada como resultado. Além disso, os programas de investimento de muitas concessionárias europeias iniciados antes da recessão parecem ter sido baseados na suposição bastante notável de que nova geração convencional seria necessária para atender a quase todo o crescimento da demanda então projetado. O atual excesso substancial de capacidade, resultado dos efeitos combinados da recessão profunda, medidas de eficiência bem-sucedidas, investimentos inoportunos em novas usinas alimentadas por combustíveis fósseis e mecanismos agressivos de apoio a renováveis, é uma das principais causas da instabilidade que atualmente afeta o setor elétrico europeu, embora certamente não seja a única causa.[21]

Essa deveria ter sido uma oportunidade. Como o investimento em FER impulsionado por políticas continuou a crescer a um ritmo acelerado em muitos mercados, mais rápido do que o crescimento da demanda, deveria ter havido um plano para remover o excedente resultante da capacidade de geração de base do mercado de forma ordenada e equitativa. Isso criaria um mercado mais estável para os recursos remanescentes no sistema e facilitaria a transição para uma matriz mais adequada de recursos.

Em vez disso, o surgimento de mercados com excesso de oferta parece ter sido uma surpresa, e a resposta tardia de alguns governos tem sido considerar o apoio financeiro à geração redundante por meio de pagamentos fixos de capacidade.[22] Isso pode criar desafios para o apoio contínuo ao investimento em FER. Preços de eletricidade artificialmente deprimidos inflacionam o hiato percebido entre os preços médios do mercado atacadista de energia elétrica e os preços pagos pelo fornecimento de FER, gerando um retrocesso político indesejado contra as políticas de apoio às FER. O fracasso em auxiliar a saída de geração de base redundante do mercado também impede a transformação crítica do portfólio de geração convencional em uma matriz menor e mais ágil, dominada pela geração flexível.

O futuro quadro de políticas em torno da implantação de fontes renováveis, qualquer que seja sua forma, precisa fazer um trabalho melhor para lidar com esse problema. Em particular, os governos dos Estados-membros e a UE precisam considerar qual a melhor maneira de eliminar do mercado a capacidade de geração térmica excedente de base deliberada e seletivamente.

21 Entre outras causas, pode-se apontar a implementação fragmentada e incompleta do Terceiro Pacote de Energia nos Estados-membros; a incerteza contínua em torno do futuro do ETS; e o influxo de carvão barato no mercado europeu, impulsionado pelo menos em parte pelo *boom* na produção de gás natural na América do Norte.

22 Alguns Estados-membros individuais, incluindo alguns países do PLEF, sugeriram que, em uma base puramente nacional, eles podem enfrentar escassez de geração em um futuro próximo. Quer seja ou não este o caso, a direção das atividades de confiabilidade da ENTSO-E, consistente com a política energética da UE e com o que é amplamente reconhecido como a melhor prática, é avaliar a adequação em uma base regional refletindo o âmbito de recursos realmente disponíveis para garantir a confiabilidade.

# 6. Estrutura de mercado, regras de mercado, governança de mercado

A seção 4.A abordou a importância de se melhorar a eficácia dos mercados atacadistas de energia elétrica, independentemente de um mecanismo de capacidade ser anexado a eles. Se e quando forem introduzidos, os mecanismos de capacidade precisam ser "inteligentes" – precisam reconhecer que as falhas na implementação de mercados de energia elétrica que se arriscam investindo insuficientemente em capacidade também arriscarão subinvestimento na flexibilidade operacional. No entanto, esses mecanismos de capacidade não podem substituir totalmente melhorias no funcionamento dos mercados de energia. Esta seção examinará as opções práticas para tornar os mercados de energia elétrica mais eficazes.

A falha básica de muitos mercados de energia elétrica é muitas vezes referida como "falta de dinheiro", referindo-se à renda requerida para sustentar o investimento necessário que não está disponível no mercado de energia elétrica. As causas típicas de "falta de dinheiro" são várias formas de supressão de preços, seja por meio de intervenções administrativas (como limites de preço), aprisionamento tecnológico de excesso de capacidade de produção (por exemplo, via mercados de capacidade com requisitos de margem de reserva excessivos) ou regras de mercado mal concebidas (tais como mecanismos de serviços de balanceamento que não refletem o valor em tempo real do serviço). Esse problema de "falta de dinheiro", onde existe, afeta tanto a quantidade como as características operacionais dos recursos. Existem outros obstáculos à eficácia dos mercados de energia elétrica que não são tanto falhas como são oportunidades perdidas. Essas oportunidades perdidas incluem a incapacidade de explorar recursos não tradicionais, como a resposta à demanda, que pode competir muito favoravelmente com a geração, bem como os avanços na administração do mercado (discutidos a seguir) que podem absorver mais efetivamente os impactos da produção variável.

Medidas estão disponíveis para governos, reguladores e operadores de sistema para corrigir esses obstáculos. Algumas são projetadas para restaurar a expressão do valor de escassez e, ao mesmo tempo, torná-lo mais confiável, menos volátil e menos extremo. Ao fazê-lo, elas fornecem uma base mais atraente para o investimento e dão uma expressão mais robusta ao valor da flexibilidade. Outras medidas são projetadas para ativar o potencial da demanda como um recurso flexível, juntamente com recursos flexíveis do lado da oferta, fundamentais para permitir que os consumidores reduzam o impacto de preços de escassez mais dinâmicos. E algumas medidas são projetadas para reduzir a necessidade geral de recursos mais flexíveis em primeiro lugar. Discutimos alguns dos exemplos mais proeminentes de cada tipo de medida aqui.

## A. Redução da necessidade de aumentar a flexibilidade de recursos

### 1. Áreas de controle de balanceamento maiores

Aumentar o tamanho das áreas de controle de balanceamento reduz a necessidade de mais flexibilidade de recursos. Áreas de controle maiores são benéficas em qualquer caso, mas onde a parcela de produção de fontes renováveis é significativa, o benefício pode ser especialmente grande. Na maioria dos casos, a magnitude e a frequência de oscilações entre o excedente e a escassez de recursos podem ser drasticamente reduzidas.[23] O benefício deriva de três fontes principais:

→ (a) aumentar o tamanho da área de controle reduz o impacto de qualquer evento único no sistema e permite à autoridade da área de controle um portfólio mais diversificado de opções de recursos para manter o equilíbrio do sistema;

23 NREL, Energy Imbalance Markets (2012) em **http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/56236.pdf**.

→ (b) a demanda em grandes áreas geográficas geralmente não é bem correlacionada entre si e, portanto, a variabilidade natural da demanda é anulada em certa medida; e
→ (c) a variabilidade de recursos renováveis variáveis geralmente não está bem correlacionada entre eles em grandes áreas geográficas, reduzindo a variabilidade da oferta.

A maneira mais direta de acessar esses benefícios, e a que maximiza os benefícios disponíveis, é simplesmente consolidar várias áreas de controle contíguas sob uma única autoridade de balanceamento. O modelo de operador de sistema de transmissão regional independente encontrado em partes da América do Norte e Austrália são bons exemplos. Quando a integração total do controle de área sob uma única autoridade regional não é viável por qualquer razão, muitos dos benefícios podem ser acessados pela consolidação virtual. A integração dos mercados de balanceamento na Europa, conforme proposto no Target Model, seria um passo importante para a consolidação em tempo real dos mercados de balanceamento entre as fronteiras nacionais. Um passo importante em direção a esse objetivo é a International Grid Control Cooperation (IGCC – Cooperação Internacional de Controle de Rede). A IGCC é uma iniciativa liderada pelos quatro TSOs (Transmission System Operator – Operador do sistema de transmissão) alemães[24] para integrar mercados a certos tipos de reservas em múltiplas áreas de controle, "... para explorar sinergias [como] em uma única área de controle fictícia, sem abrir mão da estrutura comprovada das áreas de controle. Também permite uma resposta flexível em caso de gargalos de rede."[25] Outro exemplo disso é o emergente Energy Imbalance Market in the Western Interconnect of North America (Mercado de Desbalanceamento de Energia na Interconexão Ocidental da América do Norte).[26]

**2. Mercados mais rápidos**

No entanto, outra maneira pela qual os mercados de energia elétrica e de serviços de balanceamento podem ser estruturados para reduzir a necessidade de flexibilidade adicional é torná-los "mais rápidos". Mercados de energia elétrica rápidos são aqueles em que o despacho de recursos do sistema ocorre o mais próximo do tempo real possível, e onde as programações de despacho são atualizadas em vários pontos ao longo do dia, com base nas previsões meteorológicas atualizadas. A programação da operação em intervalos de mercado mais curtos reduz o intervalo de incerteza sobre os resultados em tempo real entre as programações de despacho e, assim, reduz a necessidade de reservas do sistema. Os recursos podem ser despachados em pequenos incrementos durante os períodos em que a demanda líquida do sistema está aumentando ou diminuindo de forma significativa. A incerteza é ainda menor por frequentes e mais sofisticadas previsões meteorológicas. Nos mercados de energia elétrica mais avançados, o sistema é despachado em intervalos de cinco minutos com base em previsões meteorológicas de última geração que têm no máximo algumas horas, enquanto em muitos mercados tradicionais o despacho de recursos de mercado ocorre apenas uma vez por hora e baseia-se nas previsões meteorológicas do dia seguinte. A necessidade de recursos de sistema mais flexíveis atuando em modo de resposta rápida pode ser reduzida drasticamente pela adoção de processos de mercado mais rápidos.

Os mercados de energia elétrica despachados centralizadamente, comuns em muitos lugares fora da Europa, são particularmente adequados para adotar processos rápidos de mercado de última geração. Analogamente, mercados rápidos são mais difíceis de implementar no modelo de despacho descentralizado incentivado na Eu-

24 Além das quatro áreas de controle alemãs, o IGCC inclui atualmente a Dinamarca, a Suíça, a Áustria, os Países Baixos, a Bélgica e a República Checa.

25 IGCC, 2014. Information on grid control cooperation and international development. Versão: 10/04/2014 em **https://www.regelleistung.net/ip/action/static/gcc?gcc=&language=en**.

26 O EIM é uma iniciativa para integrar mercados de balanceamento de quase 40 áreas de controle contíguas no oeste dos EUA e no Canadá, sem a consolidação total da área de controle. Atualmente, inclui a Califórnia ISO (Independent System Operator), Pacificorp, Sierra Pacific e Nevada Power.

ropa, mas ainda é possível fazê-lo. Um dos principais desafios nos mercados descentralizados é garantir que a qualidade e a periodicidade dos fluxos de informações entre os comercializadores e o operador do sistema sejam suficientes para permitir que as restrições da rede e as mudanças nas posições de negociação sejam resolvidas no menor tempo possível.

## B. Aproveitar o potencial de flexibilidade do lado da demanda

Várias medidas podem efetivamente reduzir a necessidade de maior flexibilidade do gerador, aumentando a oportunidade da demanda responder em tempo real a oscilações descontroladas no fornecimento. As chaves para acessar esse potencial são oferecer preços dinâmicos (preferencialmente preços em tempo real) para aqueles que desejam participar e remover barreiras à participação da resposta da demanda nos mercados de energia elétrica do dia seguinte e intradiário. Em vários mercados de energia elétrica, há muito tempo é possível que os grandes clientes industriais participem diretamente desse tipo de processo, embora muitas vezes de maneira muito rudimentar. Todavia, impulsionar esse modelo de participação direta do mercado para o grupo muito maior e mais diversificado de clientes residenciais e pequenos clientes comerciais é um desafio em vários níveis, incluindo o fato de que tais clientes, na maioria dos casos, não têm capacidade nem disposição para tomar ações em tempo real para responder de qualquer forma confiável ou exequível.

Para acessar esse potencial muito maior, é essencial abrir o acesso ao mercado de energia elétrica à agregação de demanda, na qual o consumo por um número de consumidores individuais, ou mais efetivamente por cargas individuais nas instalações do consumidor, é gerido sob contrato com um único fornecedor de serviços em troca de alguma forma de compensação que o agregador e os consumidores concordem. O agregador então usa a demanda contratada para vender o equivalente de produção de energia no mercado (agregadores podem e também usam a resposta da demanda para fornecer vários serviços de balanceamento, uma fonte de flexibilidade que será discutida a seguir, bem como o valor da capacidade de resposta da demanda, que pode competir com sucesso com o custo de uma quantidade equivalente de capacidade de geração[27]).

A agregação pode ser realizada por qualquer entidade comercial qualificada, incluindo geradores competitivos de eletricidade. A experiência demonstra os claros benefícios de garantir que a oportunidade de gerenciar os serviços de energia elétrica dos consumidores seja totalmente aberta à concorrência de empresas tradicionais e não tradicionais, o que significa que o poder de mercado deve ser estritamente regulado. Um passo valioso nessa direção, particularmente onde a integração vertical real ou virtual ainda é uma realidade de mercado, seria separar os papéis do gerador de eletricidade e do responsável pelo balanceamento. A agregação de demanda é um serviço separado, celebrado a critério do cliente, no qual o prestador de serviços entra diretamente no lugar do cliente e gerencia a interface entre o fornecimento de eletricidade e o fornecimento de vários serviços energéticos. Não há uma boa razão para os fornecedores desempenharem esse papel – embora onde haja competição efetiva eles devem ter o direito de fazê-lo –, e não há razão para que eles tenham que manter a responsabilidade pelas questões de balanceamento que podem surgir como resultado. Ao assumir o papel de gerenciar os serviços de energia, o agregador pode e deve também assumir a responsabilidade do equilíbrio pelo suprimento obtido em nome daquele cliente. O agrupamento atual das funções cria uma barreira desnecessária à entrada no mercado, colocando os provedores de serviços (ou seja, os agregadores de demanda) em uma posição de estar em concorrência direta com fornecedores estabelecidos ou sendo obrigados a negociar soluções de balanceamento com tais fornecedores.[28]

27 Veja Hurley, Peterson and Whited Demand Response as a Power System Resource, Synapse and RAP 2013.

28 Para uma discussão sobre os papéis dos fornecedores, responsáveis pelo balanceamento, clientes e operadores de rede no contexto alemão, ver RAP 2013, Nachfragesteuerung im deutschen Stromsystem–die unerschlossene Ressource für die Versorgungssicherheit.

Outra forma de resposta da demanda pode ser acessada tornando as unidades de cogeração de calor e eletricidade mais flexíveis em resposta às necessidades do sistema elétrico. Isso normalmente envolve a incorporação de sistemas de armazenamento de energia térmica para que a provisão de aquecimento (ou resfriamento) quando demandada pelos clientes possa ser fisicamente desacoplada da operação da usina de cogeração para a produção de eletricidade. Essa mesma aplicação de armazenamento de energia elétrica distribuída é tecnicamente viável e pode ser aplicada de forma barata diretamente aos equipamentos térmicos nas instalações do cliente, outra fonte de flexibilidade de demanda que pode ser despachada para atender às necessidades do sistema elétrico.

## C. Tornar mais visível o valor da flexibilidade dos recursos

### 1. Precificar integralmente todas as decisões de balanceamento do mercado de energia elétrica

É um equívoco comum que os mercados de energia elétrica sejam destinados a definir preços com base no custo marginal de produção. Na verdade, eles pretendem estabelecer preços com base no valor de curto prazo de qualquer ação marginal necessária para equilibrar a oferta com a demanda.

Uma das principais causas do "dinheiro perdido" é que muitas das ações tomadas para manter o equilíbrio entre demanda e oferta, em particular ações com o maior valor marginal, ocorrem fora do mercado de energia elétrica. Essas são ações tomadas pelo operador do sistema (ou pelas partes interessadas a pedido do operador do sistema) dentro do mecanismo de balanceamento do sistema, o regime operacional de mercado que começa quando o controle sobre as operações de mercado é entregue ao operador do sistema (na Europa, tipicamente uma hora antes do tempo real). Os operadores do sistema normalmente empregam esses recursos a um custo de contrato de longo prazo que não tem relação com o valor instantâneo do recurso quando este é necessário, ou que exigem recursos do sistema para fornecê-los gratuitamente, como um complemento para os recursos implantados no mercado de energia elétrica. Dessa forma, o verdadeiro valor de curto prazo de fornecer serviços críticos de balanceamento, como reservas em momentos cujos recursos são restritos, é muitas vezes obscurecido. Isso, por sua vez, suprime o valor relativo do fornecimento de energia, em vez de fornecer reservas. Os mercados de energia elétrica seriam muito mais eficientes em sinalizar a necessidade de investimento e, em particular, a necessidade de investimento em maior flexibilidade, se o verdadeiro custo de equilibrar o sistema em momentos de escassez fosse refletido na liquidação dos preços da energia elétrica. Isso é conseguido otimizando conjuntamente os mercados de energia elétrica e de balanceamento, o que força o valor da energia elétrica e o valor do balanceamento de serviços a convergir mais dinamicamente em tempo real.

Alguns mercados já começaram a se movimentar nessa direção. Na América do Norte, os mercados PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland Interconnection), NYISO (New York Independent System Operator) e ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) adotaram medidas que permitirão que os preços de compensação do mercado de energia elétrica sejam definidos por um conjunto expandido de ações de balanceamento, incluindo a implantação de recursos do lado da demanda. Na Europa, o Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets – Escritório de Mercados de Gás e Eletricidade) do Reino Unido adotou recentemente medidas similares como parte da Electricity Balancing Significant Code Review (Revisão do Código Significativo do Balanceamento de Eletricidade).

Se um portfólio suficientemente grande e diversificado de cargas de uso final puder ser ativado (inclusive via agregação de demanda) e levado em conta na definição de preços de compensação de mercado de energia elétrica, a curva de demanda se tornará mais inclinada do que vertical. Em outras palavras, os consumidores começarão a adquirir a capacidade de expressar, direta ou indiretamente, o valor real do acesso em tempo real à eletricidade para alimentar os diversos serviços energéticos que consomem. Esse é um passo importante para tornar os preços de escassez mais reais, menos voláteis, menos extremos e mais previsíveis e, portanto, um sinal

de investimento mais robusto. É também um passo importante para tornar os consumidores menos vulneráveis ao abuso do poder de mercado dos geradores, o que torna possível aos governos e reguladores serem mais receptivos ao relaxamento dos limites de preço do mercado de energia elétrica. A capacidade de afrouxar os limites de preço é um passo crítico para aumentar a eficiência com que os mercados de energia elétrica apoiam o investimento, reduzindo os preços de eletricidade do consumidor em geral. Para os propósitos deste documento, o ponto importante é que isso tornará muito mais visível o valor dos investimentos em recursos mais flexíveis, capazes de complementar eficientemente a produção a partir de fontes renováveis variáveis.

**2. Precificar totalmente a escassez nos serviços de balanceamento**

Dadas as limitações históricas da capacidade do consumidor de expressar de forma mais completa e precisa o valor verdadeiro e mais granular da confiabilidade, esse valor tem sido tradicionalmente expresso por indicadores por meio das restrições de segurança adotadas pelos operadores do sistema para mantê-lo em equilíbrio após o fechamento das transações. Para simplificar, os operadores do sistema determinam para cada intervalo de programação quanto e que tipo de recursos de resposta rápida devem ser mantidos em reserva para reduzir a probabilidade de falha a um nível que reflita o padrão aceito para a confiabilidade do serviço.

Conforme já descrito, na maioria dos casos, o valor de mercado dessas reservas é definido por um preço de contrato de longo prazo que não tem relação com seu valor nos momentos em que são implantados ou estão disponíveis gratuitamente ao operador do sistema, e seu valor está definido em conformidade. Na realidade, em momentos em que a demanda está se aproximando dos limites da oferta e cada vez mais recursos são programados para produzir energia, o fornecimento desses serviços de balanceamento disponíveis ao operador do sistema, embora suficiente para atender à demanda, pode cair abaixo do nível necessário para atender às restrições de segurança. Nesses momentos, o valor da oferta adicional pode aumentar drasticamente. Se esse valor não for tornado visível pelo mecanismo de balanceamento, ele priva o mercado de um dos meios mais importantes e confiáveis de expressar o valor da escassez. Além de distorcer os sinais de preços de serviços de balanceamento, a falha em precificar corretamente a demanda por serviços de balanceamento priva o mercado de energia elétrica das informações necessárias para avaliar o custo de oportunidade de vender energia em relação a vender serviços de reserva, distorcendo sinais de preços no mercado de energia elétrica.

Essa situação pode ser remediada e vários mercados mudaram ou estão se movendo para isso. Mercados como PJM, ISO New England e o mercado de GB (Grã-Bretanha) no Reino Unido adotaram diferentes versões de uma solução administrativa, às vezes chamada de Curva de Demanda de Reserva Operacional. O mercado de ERCOT no Texas está em processo de adotar tal mecanismo. Uma explicação detalhada está além do escopo deste documento, mas, em resumo, esse mecanismo estabelece um valor para o equilíbrio das reservas com base na mesma metodologia de "valor da carga perdida" que está no cerne do processo de adequação de recursos. O valor varia em um intervalo contínuo que vai desde um valor baseado no custo variável quando as reservas são abundantes até o valor máximo de energia no mercado, uma vez que todas as reservas estejam esgotadas.

Tal como acontece com outras medidas descritas aqui, esse mecanismo destina-se não apenas a restaurar a precificação da escassez para o mercado de energia elétrica, mas também a fazê-lo de uma forma que revela o valor de escassez de forma contínua sempre que ela começa a surgir. Ao fazê-lo, essas medidas refletem mais realisticamente como a escassez de recursos se manifesta e revelam sinais intrínsecos do mercado para respostas à escassez muito antes de a demanda atingir o limite de recursos disponíveis.

**3. Abrir mercados de balanceamento para provedores de serviços não tradicionais**

Melhorar os sinais de preço em tempo real para energia elétrica e serviços de balanceamento será de valor ape-

nas limitado – na verdade, pode simplesmente aumentar os custos –, se o mercado para esses serviços for efetivamente fechado para as opções de recursos mais flexíveis disponíveis. Muitos mecanismos de serviços de balanceamento prendem os recursos que esperam precisar muito antes do tempo real em processos de contratação que, não surpreendentemente, refletem as características dos recursos convencionais do lado da oferta dos quais foram tradicionalmente obtidos. Ao fazê-lo, excluem recursos que não se enquadram nesse modelo específico. Um exemplo é o fato de que muitos operadores de sistemas conduzem solicitações de reservas primárias, secundárias ou terciárias para períodos de meses ou até mesmo anos de cada vez. Muitos recursos, como várias oportunidades de resposta da demanda, capazes de fornecer reservas de equilíbrio tão bem quanto ou melhor que os geradores tradicionais e a um preço mais baixo, são excluídos porque são recursos sazonais, e não anuais. Existem numerosos exemplos semelhantes do que é frequentemente discriminação não intencional. Agregadores de tais fontes não tradicionais são excluídos dos mercados, em alguns casos explicitamente. Em outros casos, os processos de aquisição efetivamente excluem recursos renováveis variáveis da prestação do serviço, impondo requisitos desnecessários aos fornecedores.

Muitos mercados, por exemplo, alguns dos grandes mercados organizados da América do Norte, têm adotado com sucesso aquisições para certas categorias de reservas que replicam o ritmo dos mercados de energia elétrica diários, obtendo as reservas que eles precisam dos recursos mais eficazes e econômicos disponíveis no momento. À medida que a parcela de recursos variáveis cresce no sistema, reguladores e operadores de mercado podem evitar custos de integração desnecessariamente altos combinando sinais de preços adequados para o valor dos serviços de balanceamento com acesso aberto para os prestadores de serviços de balanceamento mais econômicos disponíveis.

### 4. Preços locacionais

Como observado anteriormente, a diversidade de cargas e suprimentos que vem aumentando de fato ou virtualmente o tamanho de uma área de balanceamento, tudo o mais sendo igual, reduzirá a quantidade de recursos necessários para atender a um determinado padrão de adequação de recursos. Isso também reduzirá a quantidade de flexibilidade necessária para integrar uma quantidade específica de recursos variáveis. Isso não significa que o preço de compensação de energia em todo o mercado ampliado seja, ou deva ser, uniforme. Limitações na capacidade do sistema de mover energia elétrica de custo marginal mais baixo por meio do sistema a qualquer momento – isto é, "congestionamento" – resultarão necessariamente em diferenças nos custos para servir carga em diferentes momentos e locais. Essas diferenças de custo (os "custos de congestionamento"), se visíveis, podem ter efeitos muito reais e importantes nas decisões de investimento – tanto nos tipos de recursos a serem implantados como no local onde eles serão colocados. À medida que a produção de energias renováveis variáveis aumenta, esses impactos locais diferenciados também aumentarão. À medida que as fontes renováveis se tornam mais expostas às condições do mercado, os benefícios de abordar de frente questões locais superam quaisquer desvantagens de curto prazo que possam surgir ao fazê-lo. Diferenças de preços locacionais consideradas isoladamente (*per se*) são de valor limitado no incentivo ao investimento devido à sua natureza transitória. No entanto, deixá-las visíveis torna mais tangível e urgente a necessidade de se prosseguir com os investimentos necessários para resolvê-las.

Em termos gerais, a precificação local é o custo de fornecer mais eficientemente um incremento de carga em um determinado local, enquanto satisfaz todas as restrições operacionais.[29] Em outras palavras, é o meio pelo qual a operação do sistema de menor custo (ou seja, despacho de ordem de mérito) é alcançada quando a rede elétrica em massa está congestionada. À medida que os mercados de eletricidade atacadistas competitivos evoluíram ao longo das últimas décadas, surgiram duas abordagens gerais para os preços locacionais. A primeira, a precificação nodal (também conhecida como preço locacional marginal ou LMP – locational marginal price), exige o cálculo de preços em cada

29 Eugene Litvinov, Locational Marginal Pricing, ISO-NE, WEM-301 (2011), p. 70-71.

"nó" da rede de transmissão. Um nó indica um local onde o fornecimento (geração ou importação) é injetado na rede ou onde a demanda é retirada dela. Dependendo do tamanho da rede, pode haver muitas centenas ou até milhares de nós. Os preços nodais estão em vigor na Argentina, no Chile, na Nova Zelândia, na Rússia, em Cingapura e em várias regiões dos EUA (Nova Inglaterra, Nova York, PJM e Texas).[30]

A segunda é a precificação zonal ou divisão de mercado, que reduz o número de preços locacionais a serem determinados pela agregação de nós em áreas maiores (zonas) de preço uniforme. Idealmente, as zonas são configuradas de modo a minimizar o congestionamento na zona e, assim, minimizar os custos de congestionamento que estão ocultos no preço zonal. Em grande parte da Europa hoje, cada país é efetivamente sua própria zona. Países que possuem várias zonas incluem a Austrália (cada estado é uma zona), Dinamarca, Noruega e Suécia.[31]

Em princípio, o conceito de preços locacionais é direto. Na prática, o cálculo deles é complicado. Eles consistem em pelo menos dois elementos, o custo da energia e o custo do congestionamento; os mercados do leste dos EUA reconhecem um terceiro (e muito real) custo, o das perdas nas linhas de transmissão. O operador do sistema calcula primeiro os preços para o mercado do dia seguinte. Eles se afastam da compensação da oferta e da demanda em cada nó ou zona, sujeitos a atender aos critérios de confiabilidade. Em um sistema sem restrições (e ignorando perdas nas linhas), os preços serão equalizados em todos os nós ou zonas. O preço de compensação do mercado será igual ao preço da oferta da unidade marginal (a última unidade a ser liquidada no mercado), uma vez que seu preço representa o custo marginal para atender ao próximo incremento da demanda.[32] Onde há restrições, no entanto, os preços locacionais irão divergir. Nas áreas restritas, os preços subirão porque os recursos de custo mais alto serão solicitados para atender à carga local. Esse aumento de preço é o "componente de congestionamento" do preço locacional. Os preços nas áreas não tensionadas voltarão a equalizar, mas podem, na verdade, ser menores do que teriam sido caso houvesse agora um excesso de geração causado pela incapacidade de atender às restrições (ou seja, o componente congestionamento é negativo).[33]

É com base nesses preços do dia seguinte que as obrigações financeiras de vendedores e compradores são definidas e o despacho do dia seguinte é determinado. Os compradores pagam os preços locacionais de seus nós ou zonas e os vendedores recebem os preços dos deles. Se não houver congestionamento, o total de pagamentos dos compradores será igual ao total de recebimentos dos vendedores (incluindo os custos de perdas nas linhas). Se houver congestionamento, os pagamentos dos compradores excederão os valores pagos aos vendedores; a diferença é o custo do congestionamento e é tipicamente usada para compensar aqueles que fizeram *hedge* (às vezes chamados de "direitos de transmissão financeira") para administrar o risco de exposição a esses custos.

Nos EUA, os preços locacionais também são calculados em tempo real, normalmente em intervalos de cinco minutos, para otimizar a correção e determinar o valor da oferta incremental para balanceamento e outros serviços (incluindo flexibilidade). Esses preços em tempo real também são usados para determinar, para fins de liquidações financeiras, se o fornecimento comprometido está sendo executado conforme necessário. Isso tem a ver com a proteção contra o exercício do poder de mercado (que os recursos em áreas restritas geralmente pos-

30 Pär Holmberg and Ewa Lazarczyk, Congestion management in electricity networks: Nodal, zonal and discriminatory pricing, University of Cambridge, Electric Policy Research Group, CWPE 1219 & EPRG 1209, Abril 2012, p. 4.

31 Id.

32 Estritamente falando, o LMP em um local é definido como uma mudança no custo total de produção associado ao cumprimento de um incremento de carga naquele local.

33 Note que essa descrição ignorou as perdas nas linhas. De fato, em sistemas irrestritos, os LMPs variam de nó para nó, à medida que as perdas nas linhas variam em partes diferentes do sistema de transmissão. Os sistemas Nova Inglaterra, Nova York e PJM ajustam seus LMPs para refletir essas perdas. O Texas, não (o que significa que os custos das perdas nas linhas são compartilhados igualmente entre todos os nós).

suem) e garantir que os preços reflitam os verdadeiros custos do congestionamento.

Os preços locacionais são vistos como tendo dois conjuntos de benefícios. A curto prazo, melhoram a eficiência econômica ao revelar o custo do congestionamento e, assim, garantir que, dadas as limitações físicas da rede, a demanda seja atendida com o menor custo operacional total. A longo prazo, revelam o valor de resolver problemas de congestionamento e, portanto, reduzem os obstáculos a novos investimentos eficientes – geração, transmissão, resposta da demanda e eficiência energética – nas áreas restritas.

Dessa forma, a eficiência econômica geral é aprimorada. E, na medida em que os preços locacionais refletem o valor da carga perdida, o investimento em flexibilidade também será incentivado. Isso, por sua vez, transforma o debate sobre a expansão da rede e as alternativas a ela, de um sobre a causa a outro sobre o efeito, porque expõe onde o congestionamento pode ser encontrado e quanto se está disposto a pagar para se livrar dele. Ainda pode haver discussões sobre as melhores maneiras de resolver os problemas, mas haverá pouca dúvida sobre sua existência e custo.

# 7. Conclusão

Decidimos descrever como os mercados atacadistas de eletricidade da Europa podem ser adaptados para atender às necessidades de um sistema elétrico descarbonizado, às expectativas prevalentes para a confiabilidade do sistema elétrico. Nosso argumento é que uma transição segura e confiável para um suprimento de energia elétrica descarbonizado pode ser realizada a um custo razoável. De fato, preservar a confiabilidade a um custo razoável durante a transição é essencial para sustentar um forte apoio político ao projeto.

As regras do mercado, a concepção do mercado e as operações de mercado estão no centro desse processo. Analisamos alguns dos impactos de altas parcelas de produção variável sobre a natureza do desafio de adequação de recursos e sobre como os mercados determinam a quantidade e a qualidade do investimento que será necessário para atendê-lo. Abordamos, em particular, a necessidade de expandir o conjunto de problemas de investimento para incluir não apenas a quantidade de capacidade, mas também as características operacionais necessárias para fornecer uma solução de confiabilidade de custo mais baixo, à medida que o sistema elétrico é descarbonizado. Analisamos a base para a adoção de mercados de capacidade e discutimos por que eles não fornecerão adequação de recursos pelo menor custo se a capacidade for avaliada como uma mercadoria indiferenciada. Mostramos que mesmo os mecanismos de capacidade "inteligentes" precisariam contar com a operação aprimorada dos mercados de energia elétrica. Como tal, a melhoria dos mercados de energia elétrica constitui uma medida "sem arrependimentos".

Consideramos o caso especial de investimento contínuo em capacidade renovável. Dado o compromisso com um setor elétrico descarbonizado, há uma segurança sólida no fornecimento e razões econômicas pelas quais o investimento na implantação de tecnologias renováveis essenciais deve continuar. Porém, a natureza do apoio a esse investimento, assim como no investimento em recursos convencionais, é atualmente assunto de discussão considerável. Analisamos a natureza evolutiva dos desafios enfrentados pelo investimento em fontes renováveis, particularmente as fontes renováveis variáveis, e oferecemos algumas sugestões para o que deve impulsionar a política de suporte a essas fontes, incluindo a necessidade de ser mais deliberada e seletiva ao lidar com excesso de geração de carga de base enquanto a parcela de FER variável cresce.

Ao olhar para além dos vários debates sobre intervenções no mercado de energia elétrica, voltamos ao mercado de energia elétrica subjacente. Revisamos uma gama de opções práticas disponíveis para governos, reguladores e operadores de sistema para melhor adequar a estrutura do mercado às necessidades de um setor elétrico descarbonizado, e para restaurar o funcionamento dos mercados de energia elétrica e de serviços de balanceamento o mais próximo possível de seu pleno potencial.

Um setor elétrico descarbonizado está no centro de cumprir os objetivos da política climática da UE. Os desafios para alcançar esse objetivo de maneira segura e acessível são reais. Assim, são muitas opções disponíveis para superar esses desafios. Fazer boas escolhas começa com fundamentos sonoros e uma abordagem holística. Tentamos fornecer alguns desses fundamentos aqui como um contexto para avaliar uma série de opções fundamentais enfrentadas por formuladores de políticas e reguladores.

# Publicações da Agora Energiewende

## Em Inglês

### 12 Insights on Germany's Energiewende
An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

### A radically simplified EEG 2.0 in 2014
Concept for a two-step process 2014-2017

### Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector
Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

### Comparing Electricity Prices for Industry
An elusive task – illustrated by the German case

### Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?
An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

### Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany
A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

### Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany
Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

### The German Energiewende and its Climate Paradox
An Analysis of Power Sector Trends for Renewables, Coal, Gas, Nuclear Power and $CO_2$ Emissions, 2010-2030

## Em Alemão

### 12 Thesen zur Energiewende
Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

### Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der *Energy-only*-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?
Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014

### Ausschreibungen für Erneuerbare Energien
Welche Fragen sind zu prüfen?

### Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen
Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und $CO_2$-Emissionen

### Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage
Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

### Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen
Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

### Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess
Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

# Publicações da Agora Energiewende

## Ein robustes Stromnetz für die Zukunft
Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

## Entwicklung der Windenergie in Deutschland
Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

## Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0
Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

## Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?
Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

## Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?
Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranalagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

## Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland
Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

## Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland
Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

## Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen
Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

## Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor
Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

## Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien
Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

## Reform des Konzessionsabgabenrechts
Gutachten vorgelegt von Raue LLP

## Stromspeicher für die Energiewende
Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

## Stromverteilnetze für die Energiewende
Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

## Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell
Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

## Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)
Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Agora Energiewende

## Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen
Studie von Energy Brainpool

Todas as publicações estão disponíveis em nosso *website*: **www.agora-energiewende.de**

058/08-I-2014/EN

Como podemos realizar a *Energiewende*? Que legislação, iniciativas e medidas precisamos para torná-la um sucesso? A Agora Energiewende ajuda a preparar o terreno para garantir que a Alemanha defina o rumo de um setor de energia totalmente descarbonizado. Como *think-and-do-tank*, trabalhamos com as principais partes interessadas para melhorar a base de conhecimento e facilitar a convergência de pontos de vista.

**Agora Energiewende**
Rosenstrasse 2 | 10178 Berlim | Alemanha
T +49. (0)30. 284 49 01-00
F +49. (0)30. 284 49 01-29
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Agora Energiewende

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