



# Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída

Nivalde de Castro  
Gabriel Castro  
Daniel Ferreira  
Francesco Tommasso  
Rafael Morais

## TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico  
Nº 79

janeiro de 2018  
Rio de Janeiro



**Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 79**

# **Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída**

**Nivalde de Castro  
Gabriel Castro  
Daniel Ferreira  
Francesco Tommasso  
Rafael Morais**



Isbn: 978-85-93305-46-7

Rio de Janeiro  
Janeiro de 2018

## SUMÁRIO

Introdução	3
1 Caracterização do setor elétrico brasileiro	5
2 Impactos da difusão fotovoltaica sobre o setor elétrico brasileiro	12
2.1 Custos evitados de geração	12
2.2 Postergação de investimento em novas usinas	19
Box 1: Custo evitado nivelado de eletricidade (LACE)	24
2.3 Postergação de investimentos em transmissão e distribuição	25
2.4 Necessidade de investimentos nas redes de distribuição	29
2.5 Subsídios cruzados, <i>cost shift</i> e perdas não técnicas	30
2.6 Impactos nos contratos de comercialização de energia	32
2.7 Impactos ambientais da difusão da geração fotovoltaica distribuída	35
2.8 Diversificação da matriz elétrica brasileira	39
2.9 Curva do pato e flexibilidade do sistema	44
Box 2: Eclipse solar	47
2.10 Serviços ancilares	47
Box 3: Geração distribuída em sistemas isolados	52
Conclusões	53
Referências	57

# Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída<sup>1</sup>

## INTRODUÇÃO

Em função da tendência de queda nos preços de painéis fotovoltaicos, do fim do ciclo de hegemonia das usinas hidrelétricas na expansão da capacidade instalada e dos avanços da regulamentação de incentivos – como a Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012) e suas alterações –, estima-se um expressivo aumento da produção de energia elétrica de forma descentralizada no Brasil, nos próximos anos. Comumente, a difusão da micro e minigeração distribuída por fonte solar fotovoltaica, doravante denominada geração fotovoltaica distribuída<sup>2</sup>, é tida como vantajosa para o sistema elétrico, considerando que, de fato, este processo apresenta potenciais benefícios para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Entretanto, é preciso ressaltar que também existem custos para o sistema elétrico, sendo que, muito deles, não são explícitos. Neste sentido, é preciso considerar como os custos, benefícios e riscos, envolvidos neste processo de difusão, estão alocados entre os diferentes *stakeholders*.

Nesse contexto, é perceptível e necessária a análise dos impactos da difusão da geração fotovoltaica distribuída sobre o sistema brasileiro sob a ótica sistêmica. Em junho de 2016, dando início ao projeto de pesquisa vinculado ao Programa de P&D da ANEEL, o GESEL promoveu um seminário internacional na FIRJAN. Com base na massa crítica de conhecimento gerada neste evento, foi elaborado estudo com um primeiro enquadramento analítico sobre o tema<sup>3</sup>, já se identificando alguns possíveis impactos da geração fotovoltaica distribuída no país. Entretanto, uma análise mais abrangente se faz

---

<sup>1</sup> Este estudo insere-se na pesquisa vinculada ao Programa de P&D da ANEEL - **Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição**, desenvolvido com apoio do Grupo Energisa. As opiniões e conclusões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade dos autores.

<sup>2</sup> Como a fonte solar fotovoltaica é a fonte mais expressiva na expansão da micro e minigeração distribuída, optou-se por utilizar esta nomenclatura, ao longo do presente trabalho, para abranger todas as fontes de micro e minigeração distribuída.

<sup>3</sup> Castro, N. *et al.* (2016).

necessária. Assim, o presente estudo apresenta uma descrição dos potenciais impactos a serem observados pelo Brasil, devido à expansão em larga escala da geração fotovoltaica distribuída. Estes impactos são de naturezas mais diversas, como econômicas, ambientais, elétricas, entre outras.

Como escopo deste estudo, serão examinados e detalhados os seguintes impactos:

- i. Custos evitados (deslocamento) da geração de energia elétrica;
- ii. Postergação de investimento em novas usinas;
- iii. Postergação de investimentos na rede de transmissão e de distribuição;
- iv. Necessidade de investimentos na rede de distribuição;
- v. Subsídios cruzados e perdas não técnicas;
- vi. Impactos nos contratos de comercialização de energia;
- vii. Impactos ambientais da difusão da geração fotovoltaica distribuída;
- viii. Diversificação da matriz elétrica brasileira;
- ix. Curva do pato; e
- x. Serviços ancilares.

Cabe ressaltar que a presente análise visa verificar os impactos potenciais, dado que, ao nível mais geral e dos estudos internacionais, a sua efetiva verificação dependerá do grau de difusão da geração fotovoltaica distribuída e das características de cada sistema elétrico<sup>4</sup>.

A metodologia de elaboração deste estudo teve como base preliminar uma ampla revisão bibliográfica e reuniões técnicas com especialistas<sup>5</sup>, com vistas a ter o entendimento de como estas questões estão ocorrendo em sistemas elétricos em que a difusão da geração fotovoltaica distribuída já é uma realidade. Nessa análise internacional, identificaram-se métricas para o dimensionamento destes impactos. Derivado destas experiências,

---

<sup>4</sup> Por exemplo, a postergação de investimentos na rede é normalmente vista como um benefício da difusão da geração distribuída. Porém, é preciso ponderar que esta postergação só é verificada quando existe coincidência temporal entre a demanda de ponta do sistema e a geração solar fotovoltaica.

<sup>5</sup> As reuniões foram realizadas no âmbito de visita técnica aos Estados Unidos, em que se dialogou com instituições diversas, como operadores de redes de distribuição, reguladores, entre outros. A sistematização das análises e informações obtidas na visita técnica estão disponíveis em Alves, *et al.* (2017).

buscou-se verificar, a partir das características do Setor Elétrico Brasileiro, como estes impactos podem ocorrer no Brasil.

O estudo está dividido em duas partes, além desta introdução. A Seção 1 contextualiza o funcionamento do Setor Elétrico. A Seção 2 desenvolve a análise dos impactos da geração fotovoltaica distribuída e apresenta as metodologias para quantificá-los. Ao fim, são apresentadas as principais conclusões.

## 1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O problema e objetivo central da operação de um sistema elétrico consiste em atender à demanda aos menores custos, assegurando uma baixa probabilidade de interrupção no fornecimento. Como as unidades geradoras de energia elétrica (usinas hidrelétricas, termelétricas, eólica, solar, etc.) possuem custos diferenciados e variáveis para gerar energia, a operação do sistema busca sempre o menor custo possível, priorizando-se, assim, as usinas que tenham menores custos variáveis e avançando em função da dinâmica da demanda para as plantas mais caras. Esta metodologia é conceitualmente denominada por ordem de mérito.

Em suma, desconsiderando restrições de inflexibilidade, as usinas são organizadas em ordem crescente de custos variáveis. Desta forma, as usinas hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas são despachadas de forma prioritária, pois o custo variável é quase zero, dado que o custo de suas fontes primárias água, vento e sol é próximo de zero, prevalecendo em suas estruturas de custo somente os custos fixos. Depois, estão as plantas com custos variáveis baixos, como termelétricas nucleares e a carvão. Entre as mais caras, em geral, estão as usinas movidas a óleo combustível ou óleo diesel.

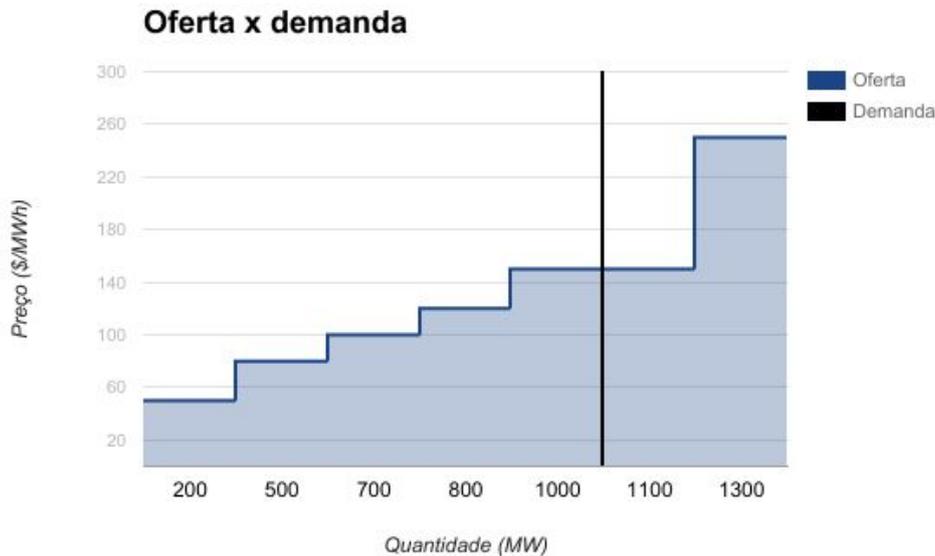
O Gráfico 1 apresenta um exemplo hipotético de um sistema composto por usinas com custos variáveis de 50, 80, 100, 120, 150 e 250 unidades monetárias por megawatt-hora (\$/MWh). Observa-se que a demanda de 1.000 MW<sup>6</sup> pode ser atendida despachando todas as usinas, exceto a mais cara, de 250 \$/MWh. Um pequeno aumento na demanda poderia ser atendido ao custo adicional de 150 \$/MWh. Por isso, diz-se que o custo

---

<sup>6</sup>Demanda considerada completamente inelástica neste exemplo.

marginal de operação do sistema é 150 \$/MWh. Caso a demanda aumente para mais do que 1100 MW, a usina mais cara passaria a operar e o custo marginal aumentaria para 250 \$/MWh.

Gráfico 1: Exemplo Hipotético de Oferta e Demanda no Setor Elétrico  
(em \$/MWh)



Fonte: Elaboração própria.

Tendo em vista que as usinas de fontes renováveis, como hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas, possuem custo variável muito baixo, elas deslocam a curva de oferta para a direita, podendo diminuir o custo marginal de operação.

Em mercados elétricos em que a venda de energia elétrica é liberalizada, geralmente existem mercados *spot* que formam o preço da energia elétrica em função da demanda e da oferta de curto prazo. Grosso modo, os agentes geradores indicam quanta energia estão dispostos a gerar e a que preço. A oferta é, então, “empilhada” até atender à demanda. Em muitos casos, o preço da energia elétrica é definido como igual ao custo marginal de operação. Assim, mesmo que seu custo variável seja menor, todas as usinas que geram recebem o custo marginal. Esse ganho das usinas acima de seu custo variável pode ser usado para abater os seus custos fixos. Com isso, incentiva-se a eficiência e o investimento em expansão da capacidade.

Esse mecanismo funciona bem em sistemas com usinas com custos variáveis acima dos custos médios<sup>7</sup>. Porém, a entrada em grande quantidade de fontes com custos variáveis baixos pode fazer com que os preços no longo prazo se mantenham abaixo dos custos médios. Como resultado, há desincentivos para novos investimentos, pois nesse caso as empresas não conseguem recuperar o valor investido (Castro *et al.*, 2010).

As usinas hidrelétricas, assim como outras renováveis, possuem custo variável de geração reduzido, pois não consomem combustível fóssil. Por outro lado, essas usinas possuem a capacidade de armazenar água em reservatórios. Caso se opte por gerar energia no presente, haverá menos água disponível no futuro. Dessa forma, observa-se que há um custo de oportunidade em relação à geração de energia. O valor desse custo de oportunidade é conceitualmente denominado valor da água.

No Brasil, a operação do sistema elétrico é feita de forma centralizada<sup>8</sup> e não há mercados *spot* para atender à demanda de curto prazo. A decisão de despacho é feita pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que busca um equilíbrio entre ter o máximo de segurança do sistema (i.e., baixa probabilidade de *déficit*) e menores custos de operação. Em linhas gerais, o despacho é apoiado por modelos computacionais, os quais, a partir das condições atuais do sistema, como níveis de armazenamento nos reservatórios, energia natural afluyente e capacidade instalada, e da expansão prevista para o parque gerador, define a estratégia ótima para o atendimento da carga. Nesse processo, as afluências são modeladas em cenários sintéticos e, a partir de análises do uso da água sobre o custo futuro da geração, o despacho ótimo é calculado (Castro *et al.*, 2009).

É perceptível que sistemas elétricos com a predominância de fontes caracterizadas por uma alta proporção de custos fixos sobre os custos totais levam necessariamente à adaptação dos mercados à vista de eletricidade<sup>9</sup>. Nesses mercados, onde prevalecem na

---

<sup>7</sup> O custo médio é definido pela razão entre custos totais (dado pela soma dos custos variáveis e dos custos fixos) em relação à quantidade produzida (no caso, unidades energéticas).

<sup>8</sup> Cabe citar alguns efeitos operativos que impedem que o sistema elétrico seja considerado mercantil. Entre eles, destacam-se o efeito seguro, o efeito diversidade e o efeito regularização. Para mais detalhes, consulte d'Araújo (2009).

<sup>9</sup> Em um mercado competitivo, o preço deve convergir para o custo marginal. Dessa forma, sistemas elétricos com predominância de fontes com baixos custos variáveis apresentam custos marginais baixos, o que é o caso de sistemas fotovoltaicos e nucleares. Logo, o preço baixo no mercado de energia pode gerar desincentivos econômicos a determinadas usinas de geração, na ausência de outros mecanismos, como mercado de potência.

matriz as fontes renováveis, ou seja, de custos fixos, ganha importância o estabelecimento de contratos de longo prazo. O Brasil é um bom e consistente exemplo, dado que a expansão da capacidade instalada ocorre através de leilões de novos empreendimentos, os chamados Leilões de Energia Nova, em que são celebrados contratos de longo prazo<sup>10</sup> entre os geradores e as distribuidoras de energia. Assim, há uma garantia no retorno financeiro do investimento<sup>11</sup>.

Segundo d'Araujo (2009), tendo em vista a predominância da geração hidrelétrica<sup>12</sup>, o sistema brasileiro é altamente interligado de forma a aproveitar a complementaridade e sinergia entre a operação de usinas hidrelétricas localizadas em diferentes regiões geográficas. O sistema integrado brasileiro é chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange grande parte do território brasileiro e atende a quase totalidade da população, sendo que, atualmente, apenas uma capital, Boa Vista, não faz parte dele. Essa grande interligação é uma característica marcante do sistema brasileiro, não sendo comum em outros países. Por exemplo, nos Estados Unidos – país com dimensões semelhantes ao Brasil, mas com demanda muito maior –, existem vários sistemas elétricos isolados entre si ou com pequena capacidade de interconexão.

A grande integração do SIN pode ser uma vantagem para a expansão das usinas renováveis não controláveis, como eólicas e fotovoltaicas. O fato de o SIN abranger regiões com diferentes características climáticas faz com que os riscos e a variabilidade de geração diminuam, mas são necessários investimentos vultosos na ampliação da rede de transmissão.

O Setor Elétrico Brasileiro está passando por um processo de transformação do seu paradigma operativo. A capacidade de regularização dos reservatórios, a qual historicamente contribuiu para a estabilidade plurianual da geração hidrelétrica no país,

---

Mais recentemente, essa dinâmica passou a ser verificada na Europa, em função da difusão das fontes eólica e solar.

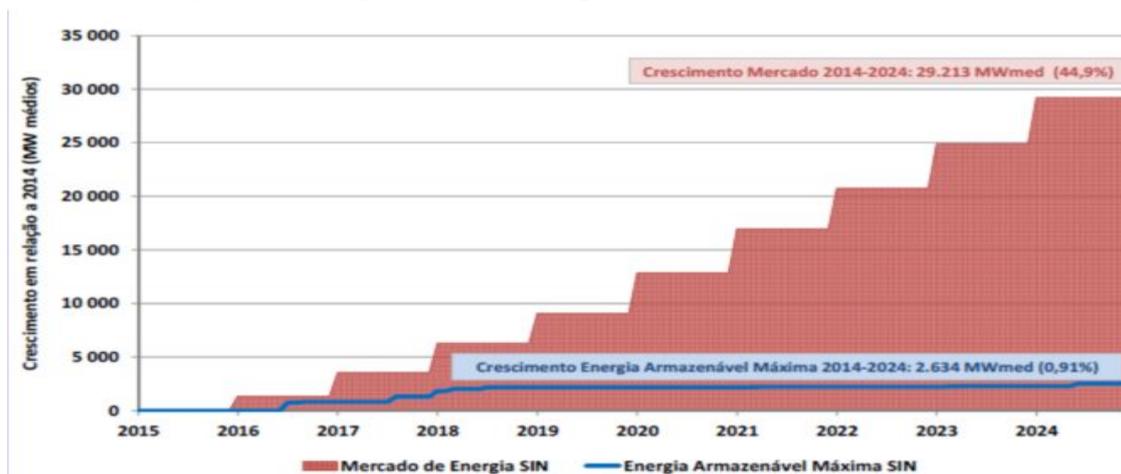
<sup>10</sup> Mínimo de 15 anos.

<sup>11</sup> No caso das termelétricas, o contrato é feito por disponibilidade, em função do risco hídrico. Elas recebem um valor fixo anual para estarem disponíveis para a geração. No momento em que elas efetivamente entram em operação, seus custos variáveis são reembolsados pelos consumidores. Dessa forma, ela vende a disponibilidade para gerar energia a um determinado custo, assemelhando-se, assim, a uma opção de compra.

<sup>12</sup> Considerando o período entre 1971 e 2015, a participação média da hidrelétrica é 87,74%.

vem se reduzindo nas últimas décadas. Segundo Dantas *et al.* (2015), a segurança do abastecimento depende da capacidade de regularizar a oferta de energia ao longo dos anos através do armazenamento de água em grandes reservatórios, com a complementação de termelétricas em situações de hidrologia desfavorável. Os reservatórios de acumulação permitem a regularização da afluência ao longo de períodos extensos (meses ou anos). Entretanto, essa capacidade de regularização vem diminuindo nos últimos tempos, justificado pelo crescimento da demanda, pelo fato de os melhores potenciais de armazenamento já terem sido explorados e pela maior resistência da sociedade em relação aos impactos ambientais de grandes reservatórios. O Gráfico 2 mostra a expansão da capacidade de armazenamento prevista em comparação com o aumento de demanda projetado no mesmo período.

Gráfico 2: Projeção da Capacidade de Regularização Brasileira, entre 2015 e 2024



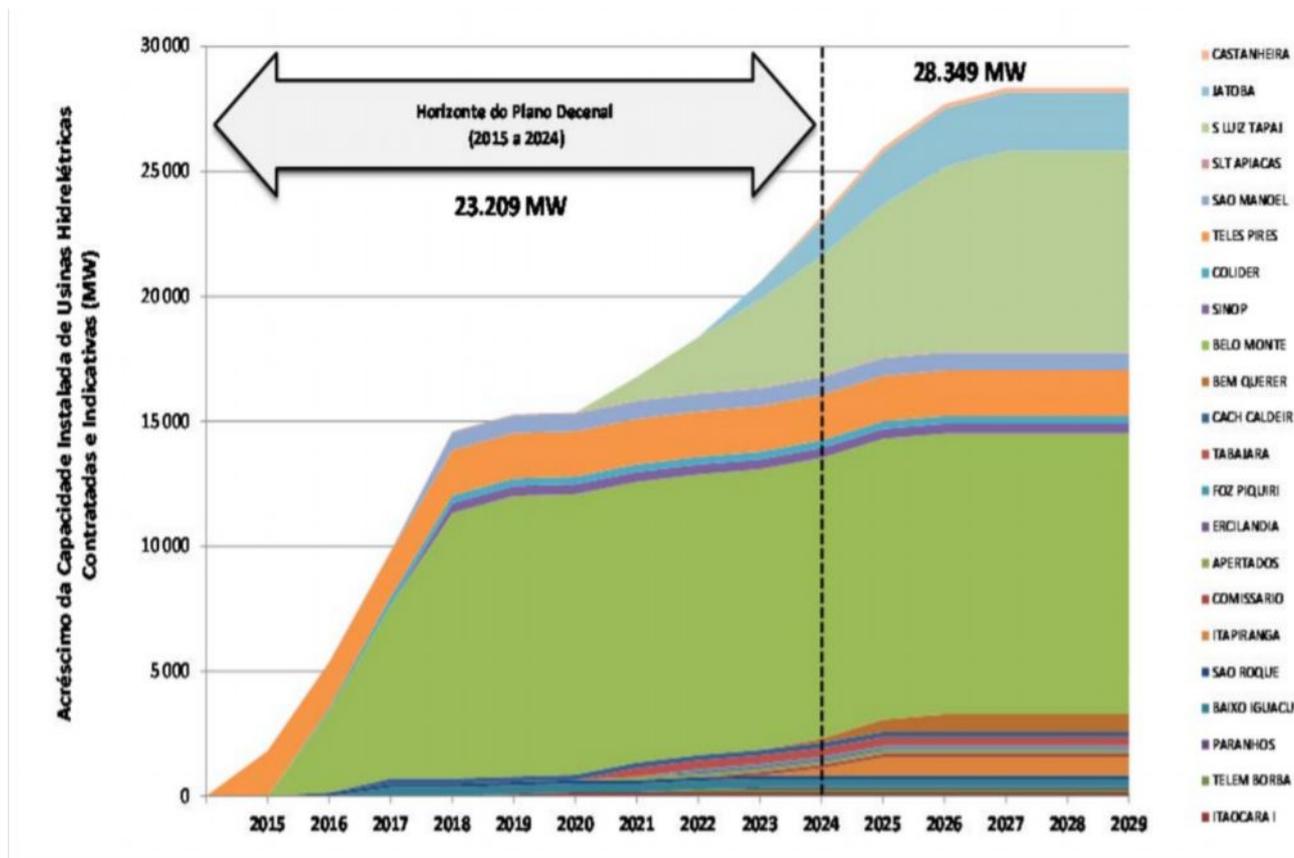
Fonte: EPE, 2015.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), projeta-se que a demanda, em 2024, tenha um acréscimo de 29.213 MWmed<sup>13</sup> (256,1 TWh) em relação aos níveis de 2015, enquanto o acréscimo de capacidade de armazenamento será de apenas 2.634 MWmed (23,1 TWh).

<sup>13</sup> MWmed é a energia correspondente a geração de 1 MW durante um determinado período de tempo. No caso em questão, o período é de um ano. Então, 1 MWmed = 1 MWano = 1 MW x 8.766 horas (duração média de um ano) = 8.766 MWh.

O Gráfico 3 apresenta a expansão da capacidade hidrelétrica projetada pelo PDE 2024<sup>14</sup> (EPE, 2015), indicando que a expansão da geração hídrica e a demanda de energia elétrica crescem mais rapidamente do que a capacidade de armazenamento do sistema.

Gráfico 3: Projeção da Expansão Hidrelétrica por Fonte, entre 2015 e 2029



Fonte: PDE 2024 (EPE, 2015).

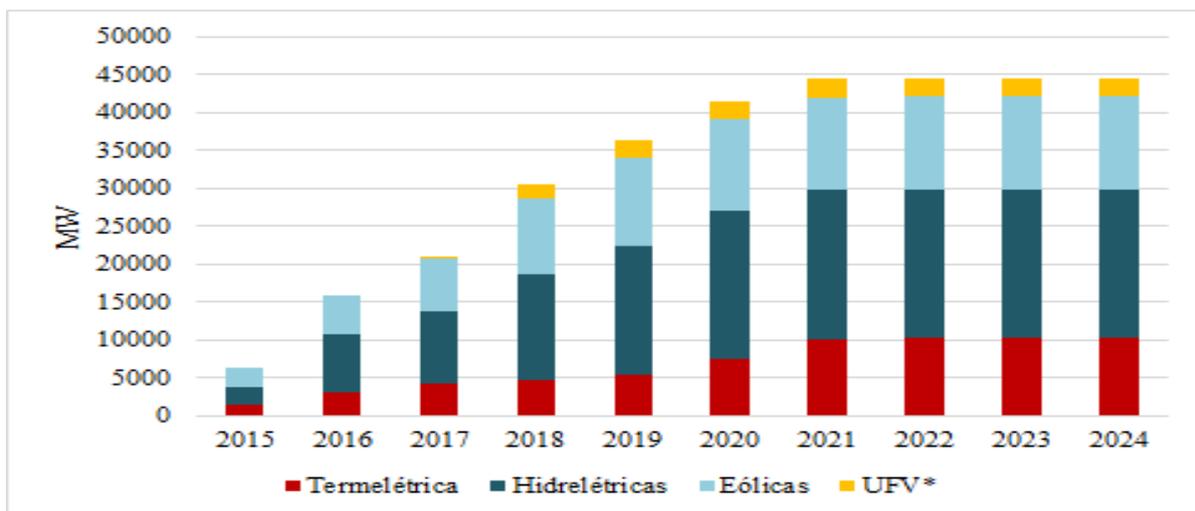
A maioria do potencial remanescente hidrelétrico corresponde a reservatórios insuficientes para armazenar o excesso de água do período úmido por meses. Essas usinas só poderão ser construídas como usinas de fio d'água e isso representa uma grande mudança no sistema elétrico brasileiro, o que, como apontado anteriormente, indica um processo de transição para um novo paradigma de operação, historicamente baseados em hidrelétricas com reservatórios, com capacidade de armazenamento plurianual. Em suma, o ciclo de hegemonia da expansão baseada em usinas hidrelétricas se esgotou.

<sup>14</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.

Com relação à modelagem das usinas hidrelétricas nos modelos de despacho, um fator importante a ser considerado é a questão do impacto das mudanças estruturais sobre o comportamento das vazões<sup>15</sup>. Isso ocorre porque os modelos de despacho utilizados no Brasil fazem uso de cenários sintéticos que buscam reproduzir diversas afluências possíveis, os quais são criados a partir do histórico de vazões de rios.

Destaca-se que esses modelos de despacho não captam as características e incertezas de fontes renováveis não controláveis na matriz elétrica, as quais apresentam tendência de crescimento irreversível, com destaque para a fonte eólica, como mostra o Gráfico 4. O ano 2015, inclusive, foi o primeiro ano em que a geração eólica ultrapassou a geração nuclear<sup>16</sup>.

Gráfico 4: Capacidade Contratada em Leilões por Fontes, de 2015 a 2024  
(em MW)



Fonte: Elaboração própria, a partir de EPE (2016).

\*UFV: usina fotovoltaica.

Além disso, o Gráfico 4 ilustra a projeção de expansão da capacidade contratada em leilões até o ano de 2024. As novas fontes renováveis intermitentes apresentam um papel

<sup>15</sup> Uma consequência disso é que os modelos de despacho não consideram os efeitos das mudanças climáticas e das alterações do uso da terra sobre as afluências dos rios. Por exemplo, Lucena (2010) afirma que as bacias hidrográficas das Regiões Norte e Nordeste podem ser drasticamente afetadas em sua produção de energia hidrelétrica.

<sup>16</sup> Merece ser destacado que a geração da fonte nuclear é de base, constante ao longo do tempo, enquanto a eólica varia de acordo com o regime de vento, o que faz com que essas fontes contribuam de formas diferentes para o sistema.

de destaque na adição de nova capacidade de geração, representando 33% desse acréscimo. Dessa parcela, 27% se referem à eólica, enquanto 6% à solar.

Nesse contexto de queda da capacidade de regularização dos reservatórios, de aumento das incertezas derivado das mudanças climáticas e de expansão da geração através de fontes intermitentes e não-despacháveis, tornam-se mais desafiadoras as responsabilidades de operação do SIN, bem como o trabalho de quantificação dos benefícios potenciais da geração fotovoltaica distribuída para o SEB. Além disso, verifica-se a necessidade de adaptação do modelo regulatório do Setor Elétrico, com a finalidade de garantir a sustentabilidade da evolução da matriz elétrica nacional, de forma a preservar a segurança de abastecimento e os custos módicos.

## 2 IMPACTOS DA DIFUSÃO FOTOVOLTAICA SOBRE O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

### 2.1 Custos evitados de geração

Do ponto de vista sistêmico, a geração fotovoltaica distribuída equivale a um abatimento de carga, pois a energia elétrica é consumida no próprio local onde é gerada. Ela evita e desloca a geração de uma fonte que seria despachada para atender a carga caso não houvesse essa geração. (Denholm *et al.*, 2014).

A usina que deixará de gerar devido à difusão da geração fotovoltaica distribuída será a com maior custo variável que está sendo despachada, tendo em vista que a geração é definida pela ordem de mérito, como explicado anteriormente.

Para o cálculo da economia resultante do deslocamento da geração, é necessário fazer a correlação entre a geração fotovoltaica e a geração do sistema, com a finalidade de estimar qual usina deixaria de produzir. Para definir qual seria a usina marginal, há maneiras mais simplificadas de realizar este cálculo (ao se considerar que a usina marginal é sempre uma termelétrica específica, por exemplo) e outras mais complexas. No caso do sistema elétrico brasileiro, verifica-se uma complexidade ainda maior nesse cálculo, pois, muitas vezes, a usina marginal é uma hidrelétrica. O fato de uma usina hidrelétrica deixar de gerar devido à expansão da capacidade instalada fotovoltaica é

benéfico para o sistema, pois apesar de a água não ter um custo direto, como teria o combustível de uma termelétrica, aumentar o nível do reservatório permite ter mais água disponível no futuro. Ou seja, há um custo de oportunidade de se utilizar a água que está no reservatório. Para quantificar o valor dessa água armazenada, entretanto, é necessário usar as ferramentas mais complexas, como modelos de otimização da operação.

Denholm *et al.* (2014) identificam cinco formas de quantificar os custos evitados devido à geração deslocada pela fonte fotovoltaica, analisadas em seguida:

- i. Gerador evitado simples;
- ii. Gerador evitado ponderado;
- iii. Preços históricos de mercado;
- iv. Simulação simples do Setor Elétrico em uma planilha; e
- v. Simulação detalhada do Setor Elétrico em um modelo de despacho.

A primeira delas, denominada por gerador evitado simples, pressupõe que a usina marginal, cuja produção seria evitada no momento da geração fotovoltaica, é sempre a mesma. No caso dos Estados Unidos, em geral, considera-se uma planta de gás natural em ciclo combinado. Assim, o cálculo é feito pelo produto entre o consumo específico da planta e o custo de combustível. A isso se somam outros custos variáveis, como os custos de operação e manutenção (O&M).

Esse método tem como vantagem a simplicidade de cálculo, sendo a parte mais complexa da conta a estimativa da geração anual fotovoltaica, a qual pode ser obtida a partir dos dados de radiação solar e de uma ferramenta de simulação<sup>17</sup>. Não é necessário sincronizar os dados de geração fotovoltaica esperada com os dados de operação do sistema, pois sempre a mesma usina é considerada como marginal, independentemente do horário de geração. Assim, este método serve como uma primeira estimativa para verificar a ordem de grandeza dos custos evitados. Por outro lado, essa simplicidade impede que se observem as características específicas de cada sistema, bem como o fato de que diferentes usinas podem ser marginais em diferentes momentos.

---

<sup>17</sup> Podem ser utilizadas ferramentas mais simples, como PVWatts (NREL, 2017), que fornece a geração mensal numa dada localidade. Ou mais elaboradas, como PVsyst (PVsyst SA, 2017) e PV\*Sol (Valentin Software, 2017), que simulam a produção hora a hora, considerando características mais detalhadas, como temperatura e sombreamento. Esses últimos são mais adequados para as metodologias apresentadas a seguir.

Um desdobramento do método gerador evitado simples é o método gerador evitado ponderado, com a ideia de que, nos períodos de pico de carga, a geração fotovoltaica desloca plantas menos eficientes, enquanto plantas mais eficientes são deslocadas no período fora de ponta. Essa suposição advém do pressuposto de que, para atender a demanda de ponta do sistema, um número maior de plantas é despachado e espera-se que as mais eficientes entrem no sistema antes das menos eficientes. Dessa forma, é feita a mesma conta do método gerador evitado simples, porém ponderada pela proporção da geração fotovoltaica nos horários de ponta e de fora de ponta. Essa metodologia acrescenta um pouco de precisão ao cálculo em relação à metodologia anterior, mas, também, um pouco mais de complexidade, pois é preciso estimar a geração fotovoltaica que ocorre nos períodos de ponta e fora de ponta.

Estes dois primeiros métodos têm a vantagem de serem mais simples e de requererem relativamente menos dados do que as outras metodologias examinadas em seguida. Todavia, eles consideram que a geração fotovoltaica distribuída substituirá apenas uma ou poucas usinas termelétricas típicas. Na prática, em sistemas elétricos de grande porte, há vários tipos de usinas com diferentes características que podem ser marginais. Embora apresentem suas limitações, essas abordagens podem ser úteis para fornecer uma primeira aproximação dos benefícios em termos de custos operacionais evitados pela difusão da geração fotovoltaica distribuída para o sistema elétrico estudado.

O terceiro método, chamado de método de preços históricos, consiste em correlacionar a geração fotovoltaica prevista com os dados históricos de preços de curto prazo, ou seja, os custos marginais de operação do sistema ou região analisada. Com isso, pode-se verificar o valor monetário da produção deslocada pela geração fotovoltaica distribuída. Deste modo, multiplica-se a geração fotovoltaica estimada para o período analisado pelo preço da energia no mesmo momento para se obter o valor total da geração evitada daquele período. Esse valor pode ser agregado para se calcular o valor anual total ou o valor médio por unidade de energia (por exemplo, R\$/MWh) de um certo período (Denholm *et al.*, 2014), portanto:

$$CEG = \frac{\sum_{i=1}^T P_i \times G_i}{\sum_{i=1}^T G_i}$$

Onde:

$CEG$  é o custo evitado de geração, em \$/MWh;

$T$  representa o número de períodos, por exemplo 8.760 horas em um ano;

$P_i$  é o preço da energia no período  $i$ , em \$/MWh; e

$G_i$  é a geração fotovoltaica no período  $i$ , em MWh.

A aplicação desta metodologia apresenta a vantagem de que não se necessita definir qual usina é a marginal a cada momento, pois isso já foi definido no instante do despacho com registro histórico dos preços. Porém, esta metodologia se baseia em preços passados, os quais não necessariamente refletem o futuro, principalmente ao se considerar as mudanças que devem ocorrer no consumo e na geração de energia elétrica, tais como maior entrada de fontes renováveis não controláveis, gerenciamento de consumo por parte da demanda, *smart grids*, carros elétricos, eficiência energética, entrada em operação de grandes usinas hidrelétricas na Região Amazônica, etc.

Um aprimoramento desta metodologia foi sugerido por Moraes (2015), com a finalidade de verificar a contribuição monetária da entrada das fontes eólica e solar ao sistema elétrico. Consideraram-se os preços históricos, a penetração dessas fontes e a necessidade de expansão do sistema, medida pela trajetória histórica do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), para calcular o valor dessas fontes.

No caso do Brasil, a maior diferenciação temporal que existe para os preços de curto prazo é semanal e *ex-ante*, dada pelo PLD. Essa característica se mostra como uma desvantagem, pois os preços de curto prazo não são dados de forma horária, mas sim em três patamares semanais ligados a períodos do dia pré-definidos (patamares de carga pesada, média e leve). Nesse caso, o método forneceria uma receita calculada a partir de preços semanais e não capturaria a variabilidade da geração solar, o que é obtida em sistemas com mercados *spot* com preços definidos em menores intervalos temporais.

Outra desvantagem da aplicação dos preços históricos para o caso brasileiro é que o sistema de definição de preços vigente não necessariamente reflete as usinas que estão sendo despachadas e que seriam deslocadas com a entrada da geração fotovoltaica distribuída. Em muitos casos, o ONS despacha usinas termelétricas para atender a demanda de ponta e essa geração não se reflete nos preços de curto prazo, sendo paga através de encargos. Além disso, o preço é definido por subsistema e não por barramento elétrico. Desta forma, eventuais despachos para atendimento das restrições elétricas locais não entram no cálculo de formação de preço e o pagamento também ocorre através de encargos. Por último, os valores publicados de PLD nem sempre refletem o custo marginal de operação calculado para a semana operativa, porque há limites de valores máximo e mínimo<sup>18</sup>. Por esses motivos, a estimativa dos custos evitados a partir dos preços históricos tenderia a encontrar valores abaixo dos reais.

Após a exposição do método de preços de mercado, uma nova metodologia pode ser apresentada. Trata-se da simulação do sistema elétrico considerando as características de suas usinas. Denholm *et al.* (2014) destacam duas formas de se aplicar essa metodologia. Uma delas é a simulação simplificada das usinas do Setor Elétrico em uma planilha, através da listagem de todas as usinas com seus respectivos custos variáveis de operação e capacidades instaladas. Enumera-se, também, a demanda horária. Para cada hora, é verificada qual é a usina marginal e o preço marginal do sistema é dado pelo custo variável de operação da última usina despachada.

Entretanto, a forma mais completa é a simulação detalhada do Setor Elétrico, a qual permite estimar de maneira mais precisa quais seriam os custos evitados, embora seja a metodologia de maior complexidade, tanto em termos de esforço computacional como em requisito de dados.

Em linhas gerais, o problema a ser resolvido por essa metodologia consiste na minimização dos custos totais de operação do Setor Elétrico, sujeito às restrições de atendimento da demanda, balanço energético, geração mínima e máximas de usinas hidrelétricas e termelétricas, intercâmbios entre os subsistemas, fluxos energéticos, etc.

---

<sup>18</sup> Em 2017, os limites eram:  $PLD_{\text{mín}} = R\$ 33,68/\text{MWh}$  e  $PLD_{\text{máx}} = R\$ 533,82/\text{MWh}$ .

Para tanto, em geral, são utilizadas técnicas de otimização, como programação linear, programação inteira mista, entre outras.

Assim, a resolução do problema é realizada por um programa que monta a matriz de variáveis e restrições e aplica um algoritmo para calcular o despacho das usinas que minimize o custo de operação do sistema. Dessa forma, obtém-se uma simulação da operação do sistema elétrico com várias informações relacionadas entre si, como geração por usina, custos marginais de operação e fluxo de energia nas linhas de transmissão. Esse tipo de programa é muito utilizado pelos agentes do Setor Elétrico para analisar e antecipar as condições de atendimento futuras. Há várias opções comerciais disponíveis, como Plexos (Energy Exemplar, 2016) e GE MAPS (GE Energy Consulting, 2017)<sup>19</sup>.

Uma desvantagem de utilizar este tipo de ferramenta é o chamado efeito caixa-preta, em que o usuário não tem acesso ao funcionamento interno do programa, nem pode verificar o código fonte (Denholm *et al.*, 2014). Em geral, esses programas são disponibilizados através da venda da licença de uso, com valores relativamente elevados, o que limita a transparência e a reprodutibilidade dos resultados. Outro problema de utilizar esta metodologia é a grande quantidade de dados necessária para representar de forma adequada o sistema elétrico.

No Brasil, os modelos mais usados para simulação da operação são o Newave (Cepel, 2015) e o Decomp (Cepel, 2015b), desenvolvidos pelo Cepel. O horizonte da simulação do Newave é de médio prazo e são feitas algumas simplificações na formulação do problema, como reservatórios equivalentes e a discretização mensal. Os resultados do Newave servem de dados de entrada para o Decomp, o qual possui discretização semanal em três patamares de carga (pesada, média e leve).

O ONS utiliza esses dois programas em suas simulações oficiais do planejamento mensal da operação. De forma semelhante, o PLD é calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, utilizando as mesmas ferramentas. A Empresa de Pesquisa Energética também utiliza o Newave em alguns de seus estudos, como a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e a definição da garantia física das usinas.

---

<sup>19</sup> Uma listagem e descrição analítica de alguns desses *softwares* pode ser encontrada em Foley *et al.* (2010).

Pelo fato de esses modelos serem utilizados pelo ONS e para a formação de preço, as empresas de geração e comercialização de energia elétrica tendem a usá-los em suas análises internas. Como os dados de entrada para a simulação do SIN estão disponíveis publicamente, o uso dessas ferramentas, a princípio, seria o mais indicado para a análise dos custos evitados da geração fotovoltaica distribuída.

Entretanto, embora esses modelos sejam capazes de apresentar configurações ótimas de atendimento à demanda a custos mínimos, eles não reproduzem a operação em discretização horária. Esta limitação dificulta a representação adequada da geração fotovoltaica distribuída, a qual varia ao longo do dia. Conseqüentemente, com o uso dessas ferramentas, a identificação dos impactos da entrada em larga escala da geração fotovoltaica distribuída é seriamente prejudicada. Merece ser destacado que esse problema foi apontado por Gemignani *et al.* (2014), em estudo que analisa os impactos da inserção de fonte solar em larga escala no SIN, utilizando o Newave.

Dessa forma, são necessárias análises mais precisas, utilizando outras ferramentas, para possibilitar simulações mais discretizadas, como as utilizadas em estudos internacionais (Jorgenson *et al.*, 2014, Denholm *et al.*, 2013, e Xcel Energy Services Inc., 2013) e nacionais (Castro, 2015).

É evidente que diferentes níveis de difusão da tecnologia fotovoltaica no sistema elétrico trazem diferentes impactos. Ao contrário dos métodos anteriores, que consideram sempre uma contribuição marginal da fonte, o uso de um modelo de despacho ótimo permite realizar análises de custos evitados considerando os efeitos de penetrações maiores da tecnologia fotovoltaica no sistema.

Uma última metodologia poderia ser aplicada no caso brasileiro, a partir de dados disponíveis publicamente. No país, para a realização de Leilões de Energia Nova, são feitas simulações no modelo Newave com uma configuração específica chamada de Caso de Garantia Física. Essas simulações produzem uma matriz de possíveis Custos Marginais de Operação (CMO) futuros<sup>20</sup>. Esses valores de CMO são utilizados para estimar os custos de operação das usinas e as operações que os compradores dos leilões

---

<sup>20</sup> Com 2.000 cenários sintéticos ao longo de cinco anos iguais. Ou seja, 10.000 possíveis séries anuais equiprováveis de valores de CMO.

(no caso, as distribuidoras) poderão realizar no mercado de curto prazo, chamado de “K” (EPE, 2016). Ou seja, a matriz de CMO representa o comportamento esperado dos preços no futuro. Por definição de sua metodologia de cálculo, o valor médio do CMO ao longo do período é aproximadamente igual a um valor pré-determinado definido como Custo Marginal De Expansão.

Essa planilha é publicada antes da realização de cada Leilão de Energia Nova e, desta forma, é possível correlacionar a geração fotovoltaica distribuída com os CMOs previstos para definir os custos evitados. Essa metodologia não é a ideal, pois os dados de CMO são dados por mês e, como já exposto anteriormente, seria melhor utilizar informações com mais detalhamento de curto prazo. No entanto, esse cálculo já permite obter uma aproximação mais precisa do que, por exemplo, as duas primeiras metodologias aqui expostas. A variação sazonal dos preços de energia seria correlacionada com a geração fotovoltaica distribuída, permitindo capturar eventuais complementaridades.

## 2.2 Postergação de investimento em novas usinas

A geração fotovoltaica distribuída pode adiar o investimento em novas usinas para atendimento da demanda máxima do sistema e a métrica utilizada para quantificar esse benefício é o valor de capacidade (Denholm *et al.*, 2014).

Quando uma nova usina é incorporada ao parque gerador, ela aumenta a confiabilidade do sistema, pois diminui a chance de que falte capacidade de atender toda a demanda em dado momento. De modo geral, não é possível obter 100% de confiabilidade de atendimento, tendo em vista que, mesmo num sistema composto somente por usinas termelétricas flexíveis, existe o risco de ocorrerem indisponibilidades forçadas nos geradores e mesmo nas linhas de transmissão. Assim, o planejamento é feito de forma a garantir um nível de confiabilidade aceitável, aos menores custos possíveis e adotando-se determinadas restrições operativas.

A geração fotovoltaica distribuída é um recurso extra para o sistema elétrico e, desse modo, a confiabilidade do sistema<sup>21</sup> é maior ou igual à situação sem esse recurso. No

---

<sup>21</sup> Considerando os riscos em termos de índices de confiabilidade, tais como LOLP (*Loss of Load Probability* – probabilidade de não atendimento à demanda) e LOLE (*Loss of Load Expectation* – valor esperado de não atendimento).

caso específico do Brasil, é provável que sua contribuição seja significativa, pois a época do ano com maior consumo de energia elétrica é o verão (ONS, 2017), justamente quando a geração fotovoltaica distribuída será mais elevada. Além disso, os maiores níveis de demanda diária costumam ocorrer na parte da tarde, devido à grande quantidade de aparelhos de refrigeração e condicionamento de ar ligados<sup>22</sup>, e esse momento coincide com a geração fotovoltaica distribuída, devido à maior irradiação solar.

Para estimar a contribuição da geração fotovoltaica distribuída na capacidade do sistema de atender à demanda, existe uma métrica específica, chamada de crédito de capacidade<sup>23</sup>. Através desta metodologia, é possível saber a colaboração de uma usina para suprir a capacidade do sistema. Em geral, o crédito de capacidade é informado em percentual da capacidade instalada, mas também pode ser dado em termos absolutos. Assim, se a potência nominal de uma usina é 100 MW, dizer que seu crédito de capacidade é de 30% equivale a dizer que é de 30 MW<sup>24</sup> (Madaeni *et al.*, 2012).

Após definir o crédito de capacidade de uma usina, é possível quantificar esse benefício em termos monetários, o que é chamado de valor de capacidade ou pagamento de capacidade (*capacity payment*). Esse valor é determinado pelo que se requer para incentivar a instalação de uma unidade geradora capaz de atender aos requisitos de potência e pode ser dado pelo mercado de capacidade de uma região, se houver. Outra forma de estimá-lo é pelo custo de implantação de uma planta com características de atendimento à ponta, por exemplo uma usina a gás natural em ciclo simples e partida rápida.

Existem diversas metodologias para estimar o crédito de capacidade, as quais variam consideravelmente em termos de complexidade, esforço computacional e necessidade de

---

<sup>22</sup> Até o final de janeiro de 2017, a demanda máxima registrada no Sistema Interligado Nacional ocorreu no dia 5 de fevereiro de 2014, às 15h41, com o valor de 85.708 MW (ONS, 2014).

<sup>23</sup> Considerando que a garantia física de energia é o lastro que garante a capacidade de uma usina gerar energia, o crédito de capacidade seria o equivalente à garantia física de potência ou o lastro para atendimento à demanda do sistema. A garantia física de potência está prevista na legislação brasileira, mas ainda não está em vigor (CPAMP, 2015; MME, 2004).

<sup>24</sup> Resultados de estudos realizados em outros países mostram um crédito de capacidade para usinas fotovoltaicas de, aproximadamente, 40% em Toronto, no Canadá (Pelland e Abboud, 2008), e 52% a 70% em diferentes localidades no oeste dos Estados Unidos (Madaeni *et al.*, 2012). Observa-se que, nesses casos, o crédito de capacidade é maior do que o fator de capacidade da usina, que no caso das fotovoltaicas, tipicamente varia de 15% a 25%.

dados (Madaeni *et al.*, 2011)<sup>25</sup>. As metodologias mais robustas são as baseadas em análises de confiabilidade, como a ELCC (*Effective Load Carrying Capability*), a ECP (*Equivalent Conventional Power*) e a EFC (*Equivalent Firm Capacity*), todas examinadas por Madaeni *et al.* (2012). Como os três métodos apresentam bastante semelhantes, optou-se por examinar a ELCC, cujo objetivo é verificar qual é o aumento de carga que, após o acréscimo da usina analisada, mantém o mesmo risco de não-atendimento que havia inicialmente<sup>26</sup>. Esse aumento de carga é o crédito de capacidade da usina, ou seja:

1. Calcula-se a expectativa de não atendimento à demanda do sistema (LOLE), conforme a fórmula abaixo:

$$LOLE = \sum_{i=1}^T P(G_i < C_i)$$

Onde,  $C_i$  é a carga na hora  $i$ ,  $G_i$  é a capacidade de geração do sistema na hora  $i$ ,  $T$  é o total de horas analisadas e  $P(G_i < C_i)$  denota a probabilidade de a capacidade do sistema ser menor do que a carga.

2. Adiciona-se o gerador fotovoltaico ao sistema e os cálculos são refeitos, considerando um acréscimo fixo na demanda em todas as horas, conforme abaixo:

$$LOLE_{FV} = \sum_{i=1}^T (G_i + F_i < C_i + A)$$

Onde,  $F_i$  é a geração fotovoltaica na hora  $i$  e  $A$  é o acréscimo de carga.

---

<sup>25</sup> Um resumo das principais metodologias aplicadas à geração fotovoltaica pode ser encontrado em Perez *et al.* (2008). Outra boa descrição e comparação das diferentes metodologias aplicadas à tecnologia fotovoltaica pode ser encontrada em Madaeni *et al.* (2012).

<sup>26</sup> O indicador EFC (Capacidade Firme Equivalente) é definido como a capacidade de uma usina com taxa de falha nula que substituiria a usina analisada com o mesmo nível de confiabilidade. Já o ECP (Potência Convencional Equivalente) é a capacidade de uma usina com taxa de falha típica que substituiria a usina analisada com o mesmo nível de confiabilidade.

3. Varia-se o valor de A e recalcula-se o  $LOLE_{FV}$  até que seu valor se iguale ao LOLE original. O valor de A encontrado é o crédito de capacidade da usina.

Ressalta-se que, apesar da descrição acima considerar a análise para uma usina fotovoltaica, essa metodologia pode ser utilizada em outras fontes.

A desvantagem dessa metodologia e das outras que utilizam análises de confiabilidade é o fato de serem necessárias grandes quantidades de dados, como capacidade e taxa de indisponibilidade forçada de todos os geradores do sistema analisado, e esforço computacional. Além disso, o cálculo da LOLE deve ser realizado de forma iterativa até que o resultado esperado seja alcançado. Dessa forma, muitos autores preferem utilizar outras metodologias para esse cálculo, as quais, por vezes, apresentam resultados semelhantes aos da metodologia ELCC.

As análises feitas por Madaeni *et al.* (2012) para geração fotovoltaica situada na interconexão ocidental dos Estados Unidos (WECC) demonstraram que o método de aproximação com resultados mais próximos do ELCC é o que considera o fator de capacidade da usina nas horas mais críticas para o sistema. A definição de quais seriam estes períodos varia, podendo ser as horas de máxima demanda<sup>27</sup>, de maiores preços de curto prazo ou de maior risco de não atendimento. A quantidade de horas consideradas como as mais críticas também varia.

Essa metodologia é mais simples de ser calculada e requer menos dados do que o ELCC. Como o montante de geração fotovoltaica depende apenas das condições meteorológicas e das características da instalação, na ausência de dados históricos de geração, é possível simulá-la a partir de dados de radiação em modelos como SAM ou PVsyst. Além disso, são necessários os históricos de dados de demanda do sistema.

Estudos mostram (Pelland e Abboud, 2008) que o crédito de capacidade de um grupo de geradores solares fotovoltaicos é maior do que o de uma instalação individual. Por outro lado, uma maior penetração de fotovoltaicas no sistema tende a diminuir o crédito de capacidade dessas usinas (Perez *et al.*, 2006), devido a um efeito de saturação, o qual será examinado com mais detalhes na Seção 2.9, que trata da curva do pato.

---

<sup>27</sup> Neste caso, já descontando a geração de outras usinas não-despacháveis, como eólicas.

Considerando a aplicação do conceito de crédito de capacidade para o caso brasileiro, um problema encontrado para a sua implementação são os escassos dados de irradiação solar confiáveis existentes para o país. Como destacado por Moraes (2015), as estações de medição de dados solares do Instituto Nacional de Meteorologia apresentam um elevado número de observações indisponíveis (lacunas), o que limita seu uso em análises da geração solar e prejudica a qualidade dos resultados, pois Madaeni *et al.*, (2012) mostram um viés relacionado à influência do ano utilizado sobre os resultados obtidos. Neste sentido, o ideal seria o uso de dados de vários anos para possibilitar o cálculo do valor médio do crédito de capacidade. Outro dado necessário para a aplicação da metodologia é a curva de carga horária de vários anos no Brasil.

## Box 1: Custo evitado nivelado de eletricidade (LACE)

A conjugação dos custos evitados de geração e de postergação de investimento em capacidade pode ser resumida a partir de uma métrica chamada LACE (*Levelized Avoided Cost of Electricity*) (EIA, 2013). Trata-se de um indicador que procura refletir a receita que um projeto de geração de energia elétrica fornece ao adicionar determinada capacidade ao sistema. Com isto, espera-se quantificar qual o custo que pode ser evitado pela geração da energia de determinado projeto. Este custo é calculado através da média dos custos durante a vida operativa do projeto, ponderada pelo número de horas que ele opera. O custo marginal do sistema é ponderado pelo crédito de capacidade esperado para cada tecnologia, de acordo com a fórmula a seguir (EIA, 2013):

$$LACE = \frac{\sum_{t=1}^Y ((P_t \times HD_t) + (PC \times CC))}{HEG}$$

Onde:

**LACE** é o custo de eletricidade nivelado evitado, expresso em \$/MWh;

**t** são os períodos e **Y** é o número total de períodos do ano;

**P<sub>t</sub>** é o preço marginal de operação, expresso em \$/MWh e determinado pelos custos variáveis da última unidade de geração despachada (mais cara);

**HD<sub>t</sub>** é a hora de despacho, sendo o número de horas estimadas no período de tempo em que a unidade é despachada. Este número é consistente com a utilização de parâmetros assumidos para o cálculo do LCOE;

**PC** é o pagamento por capacidade, representado pelo valor de atender à margem de confiabilidade da reserva. Ele é determinado como o pagamento que poderia ser requerido para incentivar a última unidade de capacidade necessária para satisfazer o requerimento de reserva da região;

**CC** representa o crédito de capacidade, que é a habilidade da unidade geradora prover reservas de confiabilidade para o sistema; e

**HEG** representa as horas de geração esperada no ano, sendo o número de horas que se assume que a planta vai operar.

Assim, a primeira parcela da equação que define o LACE corresponde aos custos evitados da geração, enquanto a segunda parcela corresponde aos custos evitados devido à postergação da geração.

### 2.3 Postergação de investimentos em transmissão e distribuição

Os investimentos em transmissão são motivados pelo aumento da demanda de energia elétrica verificada, tendo em vista que o sistema de transmissão normalmente está dimensionado para atender a uma determinada demanda e, em geral, investimentos são realizados para que se consiga transmitir toda a energia necessária para o atendimento de outra região. Nesse contexto, a geração fotovoltaica distribuída pode contribuir para postergar a necessidade de investimentos nesta rede, caso haja coincidência entre geração e demanda de pico.

De acordo com Denholm *et al.* (2014), em termos de benefícios para transmissão, a geração fotovoltaica distribuída pode influenciar tanto no alívio do congestionamento das linhas de transmissão<sup>28</sup>, quanto na própria confiabilidade do sistema de transmissão. Da mesma forma que os painéis evitam a necessidade de geração, eles também aliviam a necessidade de transmitir energia, pois a geração é próxima à carga, de modo que se reduz a necessidade de adição de capacidade de transmissão. Como a linha de transmissão é dimensionada para atender à demanda de pico, é necessário que haja coincidência entre a geração fotovoltaica distribuída e o consumo dentro da área atendida pela rede de transmissão considerada, para que eventuais benefícios sejam verificados.

Essa característica de postergação de investimentos na transmissão pode ser um fator positivo não apenas em termos de redução de custos, mas também de impactos ambientais. A expansão do parque gerador brasileiro ocorre distante dos centros de carga, sejam os parques eólicos, solares e mesmo as previstas usinas hidrelétricas na Região Amazônica. Dessa forma, torna-se necessária a construção de linhas de transmissão que podem se estender por áreas pouco antropizadas, com grandes áreas de floresta natural preservadas e ecossistemas relevantes, ou em proximidade com terras indígenas, comunidades quilombolas e unidades de conservação. Infere-se, portanto, que a geração fotovoltaica distribuída pode ter influência positiva sobre o meio ambiente ao postergar a necessidade desses investimentos.

---

<sup>28</sup> A ocorrência de congestionamentos na rede é um indicativo da necessidade de novos investimentos em transmissão, posto que evidencia que a linha está operando em sua capacidade máxima.

Existem diversas abordagens utilizadas para se estimar o impacto da geração fotovoltaica distribuída sobre o valor da capacidade de transmissão. A primeira delas, denominada, em inglês, *Congestion Cost Relief*, seria analisar os efeitos dessa expansão sobre as diferenças de custos marginais de operação locais (em inglês, *Locational Marginal Prices – LMP*). Pode ser chamado também de benefício marginal da transmissão<sup>29</sup>. Essas diferenças poderiam ser uma *proxy* do valor de se eliminar restrições na transmissão, podendo reduzir a carga em regiões onde estes preços estivessem em patamares elevados.

Por exemplo, na localidade A, o custo marginal é 50 \$/MWh, enquanto, na localidade B, o custo marginal é 300 \$/MWh. Assim, o benefício marginal é 250 \$/MWh. A geração fotovoltaica de 1 MWh em B reduziria em 1 MWh a importação de energia de A, tendo um valor de 250 \$. Observa-se que esse é um método que considera apenas o impacto marginal da geração fotovoltaica. Então, se a geração fotovoltaica distribuída crescesse em grande magnitude e, dessa forma, eliminasse o congestionamento na transmissão, o valor da próxima unidade de transferência de capacidade seria zero, mas este método atribuiria valor para tal tipo de geração. Como o método supõe que a operação do sistema permanece inalterada, ele só apresenta resultados satisfatórios até o momento em que a operação do sistema não é afetada, como cita Denholm *et al.* (2014).

Uma segunda metodologia para se estimar o valor da postergação de investimentos de transmissão seria a abordagem de cenários, como os apresentados na Seção 2.1. Em síntese, a operação do sistema é simulada em um modelo de otimização do despacho, nos cenários sem a presença da geração solar fotovoltaica distribuída e com a presença dessa tecnologia, e a transmissão é modelada em cada um desses cenários. Comparando os resultados das rodadas dos cenários, é possível observar mudanças nos custos de congestionamento da rede, mesmo em caso de níveis de penetração mais elevados, que alterem a decisão de despacho e os fluxos de potência esperados (Denholm *et al.*, 2014).

Uma limitação dessa abordagem está no fato de apresentar uma configuração estática das linhas de transmissão, o que impede o cálculo dos custos vindos de uma nova

---

<sup>29</sup> A diferença de custo marginal entre dois barramentos (ou subsistemas) indica quanto seria economizado se houvesse capacidade de transmissão de mais 1 MWh/h. Por isso, é o benefício marginal de expandir a capacidade de transmissão.

topologia das redes de transmissão, como a expansão de novas linhas (novas interligações) e a retirada para reparos ou troca eventual de alguma linha. Para contornar esse problema, podem ser feitas simulações considerando a expansão de transmissão planejada. Deste modo, são feitos cenários considerando as possibilidades de transmissão com e sem geração fotovoltaica distribuída. Obtém-se, assim, os custos que podem ser evitados de expansão de operação. Vale destacar que a metodologia da simulação de cenários requer um elevado volume de dados e um grande número de simulações, dependendo da quantidade de cenários considerados, o que tende a gerar complexidade computacional.

Uma terceira metodologia consiste na co-otimização da expansão da transmissão. Instalações de geração fotovoltaica distribuída poderiam mudar a necessidade de expansão da transmissão para novas localidades. Em algumas situações, essas linhas poderiam ser removidas para a garantia da melhor eficiência na rede. Para a avaliação do impacto da geração fotovoltaica distribuída sobre a capacidade de transmissão, seria necessária a criação de uma comparação entre diferentes cenários e tecnologias de geração. A co-otimização da expansão da transmissão e da geração é um problema complexo que requer certas simplificações, incluindo uma representação linear do fluxo de potência (DCOPF). Uma solução final seria a necessidade de utilizar um modelo de fluxo de potência e interativamente calcular o LOLE para representar as combinações propostas de transmissão, a geração fotovoltaica distribuída e os arranjos de tecnologias alternativas. Essa metodologia é bastante complexa e não há relatos de ter sido utilizada até hoje (Denholm *et al.*, 2014).

No caso da distribuição, a expansão da geração distribuída apresenta efeitos dúbios na necessidade de aumento de capacidade da rede. Sob certas circunstâncias, essa geração poderia reduzir, ou evitar, a necessidade de investimentos, provendo energia localmente e reduzindo o fluxo de energia elétrica requerido na rede. Entretanto, acomodar uma grande difusão fotovoltaica distribuída pode ser desafiador e requerer melhorias em fios, transformadores e equipamentos de regulação da tensão. Os benefícios dessa geração são maiores em sistemas em que existe mais flexibilidade operacional por parte do operador da rede de distribuição (e.g., gerenciamento pelo lado da demanda, veículos elétricos e armazenamento).

Uma das metodologias existentes para a estimativa do valor da geração fotovoltaica distribuída na rede de distribuição é assumir que o sistema de distribuição instalado não sofrerá nenhum impacto em situações de baixa penetração de geração. Nesse caso, o valor da capacidade de distribuição é simplesmente considerado zero. Essa metodologia, porém, não considera os ganhos ou custos potenciais ligados à redução da demanda de pico.

Outra metodologia consiste em estimar o custo médio de investimento em expansão da capacidade de distribuição e verificar o quanto a geração fotovoltaica distribuída diminui a demanda de ponta. É necessário verificar quanto da geração fotovoltaica coincide com o período de pico de demanda local e considerar a possibilidade do máximo requerimento de energia da rede ocorrer em outro momento em que não haja esta geração. Uma análise de confiabilidade, semelhante ao ELCC, poderia ser realizada para estimar a redução da demanda de ponta, no entanto Denholm *et al.* (2014) destacam que não há uma metodologia formal e amplamente aceita para essa estimativa.

Uma análise que permite uma melhor estimativa do valor da geração fotovoltaica, de acordo com Denholm *et al.* (2014), está relacionada ao uso de estudos que considerem o impacto dessa geração sobre alimentadores específicos e diferentes tipos de instalações fotovoltaicas. Essa é uma característica que deve ser examinada por métodos baseados em análises marginais, fundamentadas em melhores ajustes a curvas, que estimam o custo-benefício das instalações fotovoltaicas com base nas características da rede. Uma vez estimadas, essas curvas poderiam ser aplicadas a diferentes alimentadores.

Neste sentido, um método mais avançado para estimação desse valor seria o uso de ferramentas computacionais para a quantificação dos custos para um alimentador da distribuição, considerando a necessidade de investimentos que acomodem mudanças no padrão da demanda, e compará-los com cenários em que esta expansão não ocorre. Entretanto, esta análise não é aplicável para sistemas muito grandes, em razão das dificuldades para a compatibilização dos dados.

Sendo assim, fica evidente que os benefícios que a energia fotovoltaica pode gerar para as redes de transmissão e de distribuição dependem das características físicas das redes, dos padrões da geração fotovoltaica distribuída e da curva de carga dos sistemas elétricos

considerados, principalmente no que diz respeito à existência da coincidência entre esta geração e a demanda. Portanto, uma avaliação mais precisa de custo-benefício dessa difusão para os sistemas de transmissão e distribuição depende de uma análise pormenorizada que considere as características de cada um destes sistemas.

## 2.4 Necessidade de investimentos nas redes de distribuição

Com a expansão da capacidade instalada fotovoltaica distribuída, pode haver a necessidade de novos investimentos na rede de distribuição. Como apresentado em Denholm *et al.* (2014), a difusão deste tipo de geração pode levar a problemas na manutenção da voltagem na rede de distribuição. A eletricidade deve chegar ao consumidor final dentro de uma faixa permitida e flutuações de tensão acima dos níveis permitidos<sup>30</sup> podem danificar equipamentos eletrônicos.

Tradicionalmente, a tensão ao longo de um alimentador diminui à medida em que aumenta a distância em relação à subestação. Por outro lado, no caso de existir geração local, a tensão tende a aumentar e, assim, a introdução da geração fotovoltaica distribuída faz com que a tensão na localidade onde essa energia é gerada aumente. Esse aumento não é constante, pois durante a noite não há geração. Deste modo, é possível que ocorra uma constante regulação da tensão no sistema de distribuição, o que pode desgastar e reduzir a vida útil de equipamentos, principalmente dispositivos mecânicos, como os *taps* dos transformadores e as chaves dos bancos de capacitores. Também pode ser necessária a instalação de equipamentos de regulação de voltagem na rede. Para a correta quantificação do potencial impacto sobre a tensão da rede e possíveis necessidades de investimentos, é preciso conhecer as características do alimentador, da localidade da geração fotovoltaica e o padrão da curva de carga.

Por outro lado, os inversores mais modernos são capazes de fornecer ou absorver potência reativa, colaborando para manter a tensão dentro da faixa desejada. Esses inversores podem, inclusive, ajudar em casos de sobregeração no sistema, deixando de fornecer energia quando a frequência aumentar muito<sup>31</sup>.

---

<sup>30</sup> No caso do Brasil, 5% da tensão nominal para cima ou para baixo.

<sup>31</sup> O aumento da frequência do sistema indica que há mais energia sendo gerada do que demandada. Da mesma forma, a diminuição da frequência indica a necessidade de mais geração.

Na questão da segurança da rede de distribuição, os sistemas de geração fotovoltaica distribuída apresentam impactos menores nos sistemas de proteção do que outras fontes de geração distribuída, pois há pouca energia estocada nos inversores e existem mecanismos integrados que permitem uma desconexão rápida da rede em caso de falha, como destacado por Denholm *et al.* (2014). Mesmo assim, altos níveis de difusão da geração distribuída fotovoltaica podem apresentar riscos. Os equipamentos de proteção geralmente operam por meio da detecção de sobrecorrente na rede, porém se fonte de geração distribuída é conectada após esses equipamentos de proteção, reduz-se a corrente que passa sobre eles. Este fenômeno pode fazer com que tais equipamentos funcionem de forma inadequada e não atuem como deveriam.

Além disso, os equipamentos devem possuir dispositivos anti-ilhamento, ou seja, serem desativados em caso de apagão no sistema. Caso a desativação não aconteça, além de danos aos equipamentos, pode haver riscos de choques elétricos à equipe responsável pela manutenção da rede de distribuição. Sendo assim, sistemas com maior difusão da geração fotovoltaica distribuída podem gerar custos também na coordenação da proteção da rede.

## 2.5 Subsídios cruzados, *cost shift* e perdas não técnicas

Segundo Taylor *et al.* (2015), os formuladores de políticas públicas possuem interesse em garantir que a unidade geradora de energia elétrica receba o pagamento pelos seus serviços e que o subsídio cruzado entre adotantes e não-adotantes da geração distribuída seja minimizado. Esse tipo de subsídio pode ser definido como o pagamento por um consumidor de um valor maior ou menor dos que os custos referentes ao fornecimento de determinado serviço.

No caso de um arcabouço regulatório em que vigora o *net metering* (NEM), as classes que não participam desse sistema de compensação podem arcar proporcionalmente mais com os custos da rede. Por exemplo, se houver uma grande expansão de geração fotovoltaica distribuída em um determinado distrito da área de concessão e a distribuidora precisar fazer reforços pontuais nessa rede, os custos desses procedimentos serão cobrados na tarifa, sendo repassados, em maior ou menor escala, para outros consumidores que não fazem parte do sistema NEM. Outra questão é que a compensação dos créditos referentes

à energia injetável ocorre sobre o valor cheio da tarifa, não apenas no que diz respeito ao valor da energia. Assim, a unidade consumidora que injeta energia não paga pela disponibilidade da rede quando há a compensação dos créditos e esse valor é rateado pelos demais consumidores.

Um exemplo desse fenômeno foi observado nos EUA e destacado no estudo da *California Public Utilities Commission*, realizado pela E3 (2013). Este estudo mostrou que os consumidores NEM residenciais da *San Diego Gas and Electric* contribuía, em média, com 54% de seus custos. Um outro estudo realizado pela *Arizona Public Service* (APS, 2015) mostrou que consumidores residenciais NEM contribuía, em média, com 36% dos custos associados ao seu consumo. Ou seja, os consumidores residenciais NEM nesses estados estavam pagando menos do que o custo do serviço fornecido.

Um aspecto interessante é que, caso se verifique um aumento da tarifa para consumidores que não aderiram ao sistema NEM, a atratividade da instalação de módulos fotovoltaicos aumenta. Além disso, economias de escala são incentivadas com o aumento das vendas de módulos.

A coexistência de subsídios cruzados e de economias de escala pode levar a um fenômeno conhecido como espiral da morte (*Death Spiral*), o qual tende a gerar problemas alocativos e distributivos de renda. No caso do Brasil, essa questão ganha relevância, posto que o baixo poder aquisitivo do consumidor médio de energia elétrica limita em muito a sua capacidade financeira de adquirir um sistema fotovoltaico e contribui para existência de um subsídio perverso dos consumidores mais pobres (não adotantes) para os mais ricos (adotantes).

Segundo Araújo (2006), o furto de energia elétrica, conceitualmente denominado por perdas não técnicas ou comerciais, pode ser explicado por diversos fatores socioeconômicos, dentre eles o nível tarifário. Sendo assim, caso o problema dos subsídios cruzados entre adotantes e não adotantes não seja corrigido, o aumento da tarifa que irá recair sobre o conjunto dos consumidores sem condições de investir em painéis fotovoltaicos tenderá a aumentar o furto de energia. Conseqüentemente, as finanças das distribuidoras poderão ser afetadas, já que as mesmas são ressarcidas apenas em parte dessas perdas.

Mesmo sem considerar o possível aumento de perdas não técnicas em termos absolutos de quantidade de energia, a difusão da geração fotovoltaica distribuída pode fazer com que o índice relativo de perdas não técnicas de determinada distribuidora aumente em relação a um cenário em que essa difusão não seja observada. Isso porque menos energia será demandada da distribuidora pelos clientes com geração própria e, assim, a proporção entre as perdas não técnicas e a carga total aumenta, uma vez que a carga total diminui.

## 2.6 Impactos nos contratos de comercialização de energia

A comercialização de energia elétrica vem sendo afetada pela difusão de fontes renováveis sem armazenamento, entre elas a fotovoltaica distribuída, e a expansão dessas fontes pode afetar a formação de preços de energia elétrica. Conforme análise desenvolvida na Seção 1, em áreas em que a operação é definida por mecanismos de mercado, a curva de oferta é construída a partir da declaração de quantidade e preço dada por cada usina. As primeiras usinas a entregarem energia elétrica são as mais baratas, de modo que elas vão sendo organizadas em ordem crescente de custos. O ponto em que a curva de demanda encontra a oferta é o preço ao qual ela é negociada a cada hora.

Castro *et al.* (2010) demonstraram que as reformas nos Setores Elétricos ocorridas após 1980 levaram à criação de mercados com o intuito de promover a competição em segmentos potencialmente competitivos das cadeias de produção de energia elétrica. Nos países europeus, por exemplo, essas reformas deram origem a um mercado baseado em leilões para o dia seguinte, chamado mercado *spot*. Os autores argumentam que os mercados nos quais ocorre a expansão da geração renovável apresentam dificuldades em sinalizar os preços adequados para seus agentes, gerando problemas para a manutenção da estabilidade desses sistemas elétricos.

Assim, os mercados com preços definidos pelo custo da geração marginal podem apresentar falhas ao promover a eficiência em sistemas baseados em baixos custos variáveis de operação e podem funcionar corretamente apenas se os geradores térmicos determinarem, frequentemente, os preços. Em outras palavras, quanto menos o sistema depende de termelétricas para definir os preços marginais, maiores são os prejuízos

financeiros para as usinas térmicas. Com a ampliação das fontes renováveis nas matrizes elétricas, os custos fixos passam a prevalecer na formação dos custos totais. Como resultado, o mercado *spot* deixa de ser eficiente economicamente. De acordo com Castro *et al.* (2010), estes mercados passam a exibir certas características, destacando-se:

- i. Baixos preços, independentes dos custos de produção;
- ii. Não garantir que o *break even* de firmas existentes ocorra;
- iii. Falta de incentivos adequados para sinalização de novos investimentos; e
- iv. Tendência à concentração com grandes *players* dentro dos mercados e frequentes intervenções regulatórias para correção de distorções nos sinais econômicos emitidos pelos preços de mercado.

Nestes termos, a energia solar fotovoltaica, assim como outras fontes renováveis, pode afetar a formação de preços de energia elétrica, uma vez que pode ser tratada como uma usina de custo variável de operação nulo. Deste modo, por ser mais barata do que todas as outras usinas do sistema, a geração solar fotovoltaica entra em operação antes das outras, notadamente as fontes térmicas, deslocando a curva de oferta para a direita. Ou seja, para uma mesma demanda, esse movimento gera uma redução do preço.

Dessa forma, as demais geradoras são afetadas com a entrada da tecnologia fotovoltaica. Em alguns estados dos Estados Unidos, por exemplo, elas experimentaram perdas de receita e alguns ativos de geração passaram a ficar inoperantes, uma vez que a geração de usinas maiores foi deslocada. Os geradores com estrutura de custos baseadas em custos marginais (e.g., termelétricas movidas a combustíveis fósseis), como já explicado anteriormente, também podem encontrar problemas em vender sua energia.

Já no caso brasileiro, as regras de comercialização de energia elétrica são ditadas pela Lei nº 10.848/2004 (Brasil, 2004), a qual está inserida no contexto do Novo Modelo do Setor Elétrico, implantado com a reforma de 2004. Esta lei definiu os ambientes de contratação regulado e livre, determinando as regras para a entrada dos agentes em cada um desses ambientes. Deve-se destacar que, no ambiente de contratação regulado, uma das características mais marcantes é a contratação compulsória pelos consumidores (distribuidoras) de certificados de energia em volume equivalente a 100% do consumo,

com risco de pagamento de penalidades para o não cumprimento desse consumo projetado.

Neste contexto, as distribuidoras declaram ao Ministério de Minas e Energia, de forma sigilosa, suas necessidades estimadas para os próximos três ou cinco anos. Esta demanda deve ser atendida exclusivamente através da contratação via os Leilões de Energia Nova.

Já os Leilões de Energia Existente são um mecanismo de ajuste de curto prazo entre oferta e demanda para o período de um e dois anos (A-1 e A-2). Eles são realizados para que geradores que possuem energia descontratada possam vender para o suprimento das distribuidoras, considerando o término dos contratos de energia existentes e as oscilações de mercado.

Com o aumento da participação da geração fotovoltaica distribuída, a carga remanescente a ser atendida pela distribuidora pode diminuir consideravelmente, a ponto de superar o limite de 5% estabelecido pelo Decreto nº 5.163/2004, que regulamenta a Lei 10.848/2004, gerando um viés de sobrecontratação. Uma vez que a distribuidora incorre em penalidades caso ultrapasse este limite, existe a possibilidade de que a difusão fotovoltaica traga um efeito negativo sobre o equilíbrio financeiro das concessionárias.

Além disso, a entrada em larga escala da geração fotovoltaica distribuída traz a possibilidade de a distribuidora ficar sobrecontratada mesmo se acertar sua previsão de demanda, tendo em vista que os contratos de comercialização no ambiente regulado entre distribuidoras e geradoras são estabelecidos para o período de 15 a 30 anos (Brasil, 2004). Historicamente, o modelo de contratação foi estabelecido com base em uma perspectiva de crescimento do consumo ao longo dos anos. Portanto, ele não contempla situações em que o consumo de energia apresenta uma trajetória de queda. Sendo assim, o acréscimo da geração fotovoltaica distribuída pode fazer com que a demanda percebida pela distribuidora diminua e, dessa forma, possa trazer riscos de sobrecontratação às concessionárias.

Outro agente exposto ao risco de desequilíbrio financeiro nesse contexto é o gerador hidrelétrico que apresenta contrato por quantidade, o qual pode ter sua geração

deslocada pela fotovoltaica, comprometendo sua estabilidade econômico-financeira. Isso ocorre porque, neste modelo contratual de venda de energia por quantidade, o gerador se responsabiliza pela entrega de uma determinada quantidade de energia associada diretamente à sua garantia física. Quem determina o despacho dessas usinas é o ONS, obedecendo a critérios de custo, de segurança e de qualidade do abastecimento. Em um contexto em que se verifica um abatimento da carga via expansão da geração fotovoltaica distribuída, usinas com contratos já firmados podem se ver obrigadas a comprar excedentes não gerados no mercado de liquidação de diferenças, ao preço do PLD. No entanto, essa hipótese é remota, pois, além de haver mecanismos de mitigação de riscos para as hidrelétricas, como o mecanismo de realocação de energia, na ocorrência dessa situação estaria caracterizado um cenário de sobra de energia, com valores de PLD baixos, o que reduziria o impacto financeiro nas geradoras.

## 2.7 Impactos ambientais da difusão da geração fotovoltaica distribuída

Diversos benefícios ambientais podem ser destacados em um contexto de difusão da geração fotovoltaica distribuída. O principal deles é o fato de esse tipo de geração de energia elétrica não emitir gases de efeito estufa (GEE) durante a sua fase de operação.

Conforme exame formulado na Seção 2.1, a energia elétrica gerada a partir da fonte solar substitui a geração de outras fontes. Essa geração substituída pode ser de alguma usina que emite gases de efeito estufa e, neste caso, uma determinada quantidade de CO<sub>2eq</sub> deixa de ser emitida.

Na Seção 2.1, foram discutidas as metodologias de estimação da geração evitada, as quais poderiam ser úteis para esta análise com algumas exceções<sup>32</sup>. Utilizando estas metodologias, bastaria verificar, nos resultados, quais usinas deixaram de gerar devido à geração fotovoltaica e, a partir das emissões dessas usinas específicas, calcular as emissões evitadas em CO<sub>2eq</sub>/MWh.

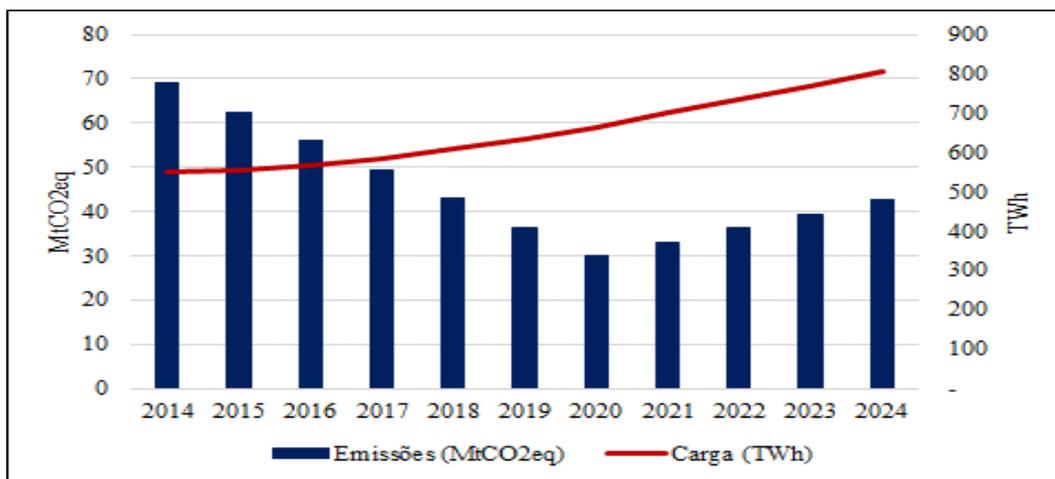
---

<sup>32</sup> A maioria das metodologias da Seção 2.1 possuem como resultado, além dos custos marginais, a definição da usina marginal ou do conjunto de usinas que deixariam de gerar. Porém, as metodologias baseadas estritamente nos preços (históricos ou projetados) não poderiam ser utilizadas neste caso, pois não se obtém a informação de qual usina seria substituída e qual seria sua emissão específica.

Uma aproximação rápida da quantidade esperada de emissões evitadas por megawatt-hora pode ser feita considerando os fatores de emissão esperados para os próximos anos. Esses fatores correspondem à média das emissões de todo o parque gerador e não às emissões da usina marginal, no entanto já permitem uma primeira aproximação.

Dito isso, a questão de como os fatores de emissão do SIN vão evoluir para os próximos anos se coloca. Para responder a esse questionamento, recorreu-se ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE, 2014), onde são apresentados os principais projetos de expansão da oferta de energia elétrica para o horizonte decenal. Também são formuladas projeções de carga e volume de emissões do SIN, sintetizadas no Gráfico 5, abaixo. As barras azuis representam os volumes de emissões anuais e a linha vermelha mostra a carga do SIN projetada até 2024.

Gráfico 5: Projeções do SIN - Emissões Anuais e Carga, entre 2014 e 2024



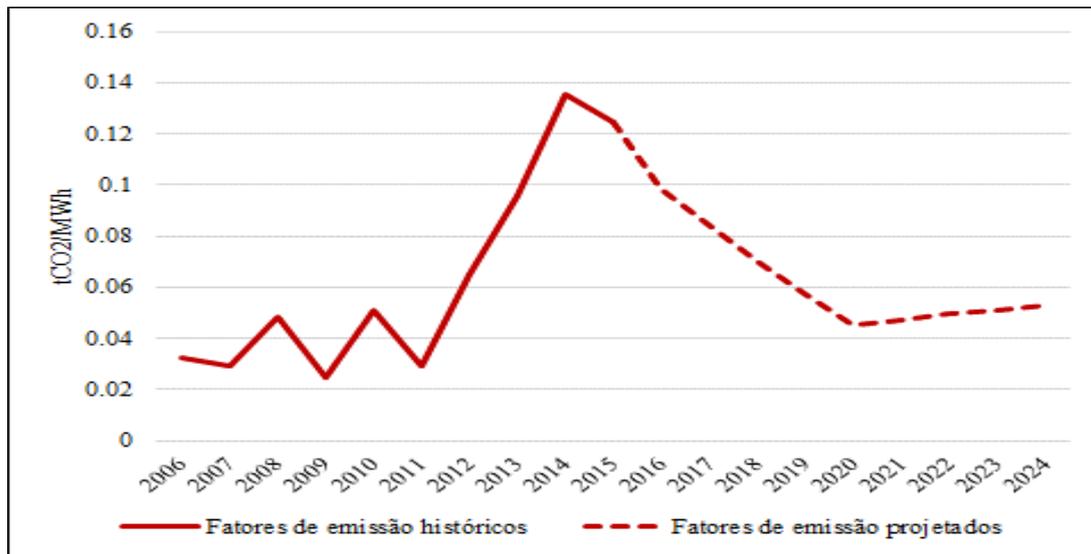
Fonte: Elaboração própria, a partir de EPE (2014).

Vale ressaltar que as simulações do PDE 2024 consideram atingir metas anuais de emissões de GEE. Essas metas foram definidas de acordo com a conferência climática COP-15<sup>33</sup>, em que o Brasil se comprometeu a não emitir mais do que 680 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>eq, em 2020, em decorrência da queima de combustíveis fósseis na geração, transformação e uso da energia.

<sup>33</sup> Outras metas foram estabelecidas na COP-21, realizada em Paris, em dezembro de 2015, mas a publicação do PDE 2024 ocorreu antes da realização dessa conferência.

A partir das projeções de carga e volume de emissões do SIN, é possível estimar os fatores de emissão do *grid* brasileiro, até 2024, através do cálculo da simples proporção entre emissões e carga, como exposto no Gráfico 6, a seguir. A linha contínua indica os fatores históricos, enquanto a linha pontilhada representa as projeções do PDE 2024 (EPE, 2014).

Gráfico 6: Fatores de Emissão do SIN, entre 2006 e 2024



Fonte: Elaboração própria, a partir de EPE (2014).

Observando o Gráfico 7, é possível verificar o período de elevado despacho termelétrico entre 2012 e 2015 e a redução do volume total de emissões até 2020, a partir de quando a tendência será uma leve alta dos fatores de emissão, acompanhando o esperado crescimento econômico. Assim, a partir da projeção exposta, espera-se, no longo prazo, que a geração fotovoltaica distribuída reduza a emissão de gases de efeito estufa em, aproximadamente, 50 kgCO<sub>2eq</sub>/MWh.

Um efeito indireto que também implica a redução de emissão de GEE é o fato de a geração fotovoltaica distribuída contribuir para a redução das perdas técnicas, tanto nas linhas de transmissão, tendo em vista que esse tipo de geração traz uma menor necessidade de despacho das plantas de grande porte, quanto na rede de distribuição. Uma vez que o sistema apresenta menos perdas, ele se torna mais eficiente e, assim, tende a emitir menos GEE.

Além da redução da emissão de gases de efeito estufa, a menor necessidade de geração de energia elétrica por plantas tradicionais, principalmente em países com predominância de parques termelétricos, apresenta o impacto positivo de preservar a qualidade do ar, através da redução da emissão de poluentes com impacto local<sup>34</sup>. Em outras palavras, quando comparado com uma usina que queima combustíveis fósseis, a geração fotovoltaica distribuída evita a emissão de poluentes, como óxidos nitrosos (NO<sub>x</sub>), óxidos sulfúricos (SO<sub>2</sub>) e materiais particulados. A preservação da qualidade do ar decorrente desses fatores contribui para uma redução dos riscos de doenças respiratórias da sociedade em geral.

Outro benefício oriundo da geração fotovoltaica distribuída é o fato de essa tecnologia utilizar menos recursos naturais quando comparada aos sistemas tradicionais. Por exemplo, no que tange a necessidade de área, NCAT (2010) afirma que seriam necessários 60.000 km<sup>2</sup> de células fotovoltaicas para atender toda a demanda dos Estados Unidos, o que representa 20% da área do estado do Arizona. Akorede *et al.* (2010) afirmam que, sistemas fotovoltaicos distribuídos necessitam de menos área para produzir um MWh do que as termelétricas a carvão, considerando a área necessária para a mineração do carvão, e a área não ocupada poderia ser utilizada para outros propósitos. No caso da geração fotovoltaica distribuída, os benefícios de diminuição de área ocupada são ainda maiores, pois, em geral, são instalados na parte de cima das edificações. Dessa forma, não há competição do uso do solo para geração de energia elétrica com outros usos. Benefício semelhante é observado com os investimentos postergados de transmissão, conforme explicado na Seção 2.3. As linhas de transmissão causam impactos ambientais e ocupam grande área, pois são reservados alguns metros ao redor de toda a linha para a área de passagem, o que restringe algumas atividades na área (EPTE, 2017; Furnas, 2017).

Até o momento, foram tratados os benefícios ambientais decorrentes da geração fotovoltaica distribuída, porém existem alguns impactos negativos ao meio ambiente que

---

<sup>34</sup> Vale lembrar que reduzir a emissão de poluentes locais através do fomento de renováveis elimina o tradicional *trade off*, em que mecanismos de redução de poluentes locais acabam por aumentar a emissão de gases do efeito estufa em função do consumo parasítico que reduz a eficiência das plantas.

podem ocorrer<sup>35</sup>. Os módulos fotovoltaicos, assim como equipamentos associados, possuem compostos que podem apresentar riscos de contaminação ao meio ambiente. O chumbo e o cádmio, por exemplo, são tóxicos, assim como os elementos CIS quando passam por processo de oxidação (Wirth *et al.*, 2017).

Além disso, sobre o processo de fabricação dos painéis, Pacca *et al.* (2007) afirmam que, em condições europeias, emite-se em média 54,6g CO<sub>2eq</sub>/kWh<sup>36</sup> e, em condições americanas, 72,4g CO<sub>2eq</sub>/kWh. Ainda sobre esse processo, Wirth *et al.* (2017) destacam que, para aumentar a transparência dos painéis fotovoltaicos, é adicionado o elemento antimônio (Sb) ao vidro. Em caso de descarte inadequado, o contato desse elemento com os lençóis freáticos apresenta efeitos semelhantes aos do arsênio (As), altamente danoso ao meio ambiente e à população que consome a água.

Nesse contexto, cabe uma observação sobre a importância da reciclagem desses materiais. A indústria dos Estados Unidos e da Europa se mobilizaram, a partir de 2010, para reciclar os painéis usados. A iniciativa europeia partiu da Diretiva de Equipamentos Eletrônicos e Lixo Eletrônico (*Waste Electrical and Electronic Equipment Directive*), a qual foi adotada por todos os países da União Europeia, em 2012. Esta diretiva determina que 85% dos módulos produzidos na Europa devem ser reciclados sem custo algum para o consumidor. Em 2015, foi lançada a lei de equipamentos elétricos e eletrônicos, a qual atribuiu ao painel fotovoltaico a categoria de dispositivo doméstico, determinando obrigações de descarte em todos os países da União Europeia. É importante destacar que a questão do descarte deve ser regulamentada no Brasil desde já, para que, quando a vida útil dos painéis começar a se esgotar e eles precisarem ser descartados, os direitos e deveres já estejam definidos.

## 2.8 Diversificação da matriz elétrica brasileira

Uma vantagem da expansão em larga escala da geração fotovoltaica distribuída é a diversificação da matriz elétrica brasileira, a qual se reflete a partir do aumento de fontes de geração de energia elétrica no país, tornando o sistema menos vulnerável a problemas

---

<sup>35</sup> Supondo que um prédio com painéis fotovoltaicos sofra um acidente, como um incêndio, dependendo do tipo de tecnologia do painel fotovoltaico, elementos como cobre (Cu), índio (In), selênio (Se) (para painéis filme fino CIS), chumbo, cádmio (Cd) (painéis de telureto de cádmio - CdTe) e até chumbo (Pb) podem ser liberados.

<sup>36</sup> Esses dados se referem à análise do ciclo de vida dos painéis fotovoltaicos de silício policristalino.

que podem impactar a geração e o custo de uma determinada fonte, como uma seca generalizada ou um aumento nos preços internacionais do gás natural. Deve-se ressaltar também a diversificação espacial advinda da geração descentralizada.

Com relação à geração de energia elétrica, segundo a EPE (2016), há no Brasil oito fontes primárias principais, apresentadas na Tabela 1, abaixo. A Tabela 1 também reflete a evolução da participação dessas fontes na geração de energia elétrica do país.

Tabela 1: Evolução da Matriz Elétrica Brasileira, de 2000 a 2015

(em %)

Fonte	2000	2005	2010	2013	2015
Hidráulica	88,68	85,17	79,61	70,57	64,01
Gás Natural	1,03	4,25	6,61	11,29	12,90
Biomassa	2,00	3,07	5,72	6,62	7,96
Derivados de petróleo	3,88	2,65	2,92	4,26	4,70
Carvão e derivados	2,87	2,60	2,12	3,65	4,52
Eólica	-	0,02	0,39	1,08	3,51
Nuclear	1,54	2,23	2,63	2,53	2,39
Solar	-	-	-	-	0,01

Fonte: EPE (2016).

Apesar da diminuição nos últimos anos, é possível observar que a fonte hidráulica é a predominante na matriz elétrica brasileira, o que torna o sistema bastante vulnerável a períodos com pouca vazão afluente aos reservatórios. Inclusive, essa é uma das causas do aumento da participação de derivados de petróleo e gás natural na matriz, impactando os custos da geração de energia elétrica.

Dessa forma, a diversificação das fontes de energia pode diminuir o risco de não atendimento ou de custos elevados, de forma semelhante à teoria moderna de portfólio de Markowitz (1952). Segundo o autor, o problema a ser resolvido é a otimização de uma carteira de investimentos, em que é atribuído a cada ativo candidato a compor a carteira um certo valor de retorno esperado e risco. A solução ótima é atingida com a

diversificação, isto é, introduzindo ativos com diferentes níveis de risco. É importante citar que, para que essa teoria tenha validade, os ativos candidatos devem apresentar correlação não perfeitamente positiva, ou seja, a correlação deve estar entre o intervalo  $[-1,1]$ .

Aplicando essa teoria ao problema de expansão da oferta de energia elétrica, é possível considerar as usinas geradoras como os ativos candidatos a formar a carteira ótima e o sistema elétrico como a carteira a ser otimizada. Supondo a formulação de Markowitz (1952), um sistema com um número maior de usinas de fontes diferentes tende a reduzir os riscos sistêmicos de *déficit* e de custos elevados.

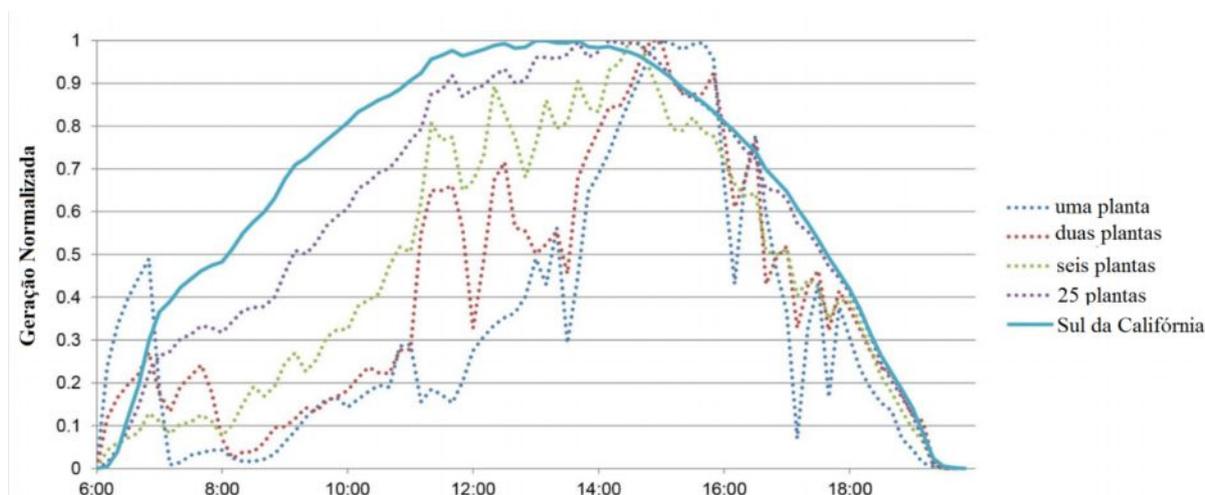
Em relação à Tabela 1, é possível observar, ainda, que a matriz elétrica já considera a incipiente participação da fonte solar fotovoltaica, cujo aumento apresenta a vantagem de agregar um perfil de produção diferente aos recursos renováveis já existentes. Schmidt *et al.* (2016) mostram que as médias mensais de geração hidrelétrica são complementares às médias de geração dos quatro principais estados brasileiros em termos de potencial eólico. Em termos gerais, no primeiro semestre do ano, a geração hidrelétrica é maior do que sua média anual e tende a diminuir na medida em que se aproxima a metade do ano, enquanto a geração eólica é menor do que a sua média anual, mas tende a aumentar. A partir do sexto mês do ano, as curvas se cruzam, de modo que a geração de energia eólica passa a ser maior do que a sua média anual.

Neste sentido, é possível perceber que o perfil de geração da fonte solar fotovoltaica é mais estável (sazonalidade menos acentuada) do que os perfis de geração das fontes hidráulica e eólica, ou seja, os valores médios mensais são mais próximos da média anual. De acordo com Schmidt *et al.* (2016), a variância da geração hidrelétrica anual é significativamente maior do que a variância das outras renováveis. Em outras palavras, os desvios na geração em relação a sua média tendem a ser maiores. Destaca-se que a fonte solar fotovoltaica apresenta a menor variância entre todas fontes analisadas no estudo (eólica, hidráulica e solar fotovoltaica). Em termos da distribuição de probabilidade da geração anual, os valores de P75 e P90 são mais próximos à média para a fonte fotovoltaica, ou seja, a probabilidade da geração, em termos anuais, ser significativamente abaixo do esperado é menor.

Ainda sobre o perfil da geração solar fotovoltaica, a análise de Schmidt *et al.* (2016) constatou que a geração solar fotovoltaica mensal das 24 localidades analisadas apresenta uma variação entre 14% abaixo da média e 35% acima da média. Isso significa que a localidade que apresentou a menor produção em um determinado mês gerou 14% abaixo da média daquela localidade. Analogamente, a mesma interpretação pode ser aplicada ao limite superior da variação. A título de comparação, os valores da geração eólica ficam entre 50% abaixo do valor médio e 50% acima da média e os valores da geração hidrelétrica variam entre 20% do valor médio e o dobro da média. Assim, a fonte solar fotovoltaica apresenta uma característica sazonal menos intensa do que as fontes hídrica e eólica.

Outra forma de diversificação da geração fotovoltaica distribuída está relacionada ao fato de ela permitir a descentralização da geração de energia elétrica, o que ajuda a mitigar um dos problemas desta fonte, que é a variação brusca na geração devido à passagem de nuvens. Ao se instalar painéis em locais diferentes, o sistema aproveita melhor os recursos disponíveis e reduz os riscos de não operação da fonte como um todo, uma vez que um local pode apresentar interrupção momentânea, enquanto os painéis em outra localidade podem estar gerando. Nesse sentido, embora seja percebida no âmbito local, a intermitência instantânea pode não ser observada pelo sistema como um todo. O Gráfico 7 ilustra que a maior parte da variação solar dentro de um sistema relativamente grande está relacionada à posição conhecida do sol no céu em diferentes horários do dia. Variações relativas à passagem de nuvens são grandes no nível da usina, mas pouco significantes considerando o impacto no sistema como um todo (Lew *et al.*, 2013).

Gráfico 7: Geração Normalizada para Crescentes Agregações de Solar Fotovoltaica no Sul da Califórnia em um Dia Parcialmente Nublado



Fonte: Adaptado de Lew *et al.*, 2013.

Deve-se destacar que as cotações internacionais dos combustíveis influenciam os custos da geração de energia elétrica, mesmo que o país não seja importador. No caso específico do Brasil, os custos dos combustíveis das usinas termelétricas<sup>37</sup> são indexados pela cotação internacional do petróleo ou do gás natural. Assim, outra característica importante da geração fotovoltaica distribuída é que sua fonte primária está disponível livremente no ambiente, então há uma redução da exposição dos custos do Setor Elétrico aos preços internacionais dos combustíveis fósseis<sup>38</sup>.

Uma vantagem adicional advinda da diversificação inerente ao sistema brasileiro é a possibilidade de complementação da geração em um contexto de redução da capacidade de regularização da oferta hídrica. De acordo com EPE (2013), o potencial remanescente de instalação de novas usinas hidrelétricas está no norte do Brasil, onde novos projetos com reservatórios de acumulação podem danificar os ecossistemas, reduzindo os habitats naturais e diminuindo a biodiversidade, e afetar as populações locais tanto por deslocamentos, quanto pela deterioração dos recursos naturais, como destaca Cunha (2012). Nesse contexto, a complementação da capacidade hidrelétrica com fontes

<sup>37</sup> Essa regra vale para usinas participantes de leilão que tenham o mecanismo de “fator i”, exceto no caso de usinas que utilizam combustíveis produzidos no Brasil, como carvão nacional e biomassa.

<sup>38</sup> No caso de países que dependem de importação de combustíveis fósseis, outro benefício é a diminuição da dependência externa, definida como a situação do balanço de pagamentos.

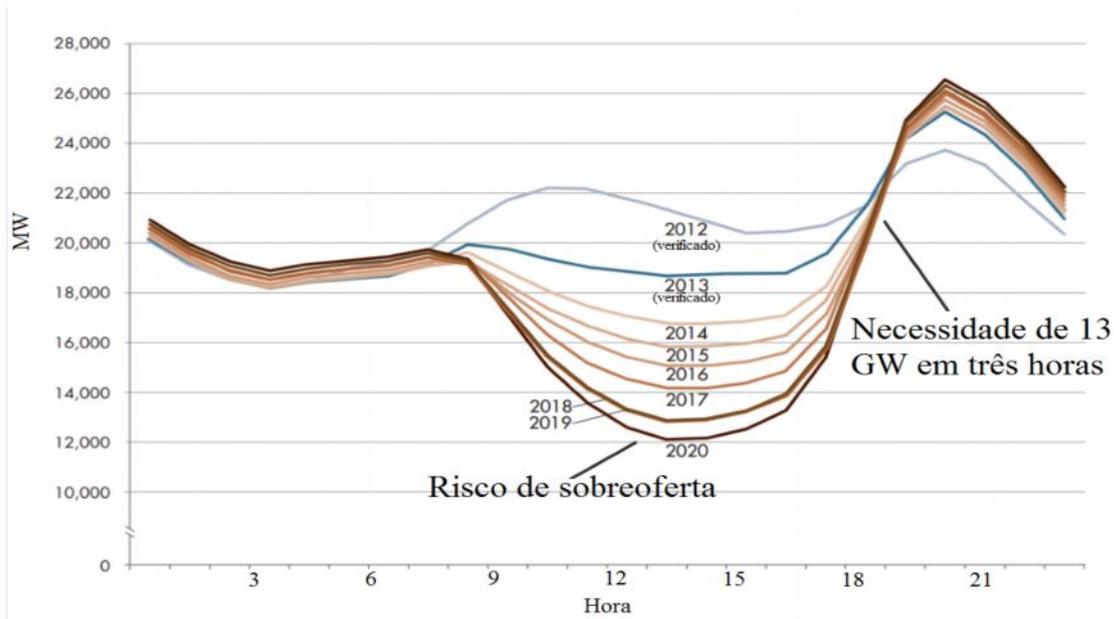
controláveis se faz necessária. O papel da geração fotovoltaica distribuída seria abater a carga, gerando uma menor necessidade de geração de energia por meio de usinas de grande porte.

Em resumo, o aproveitamento em maior escala da fonte solar fotovoltaica reforça a diversificação, como uma nova fonte a ser explorada pelo sistema elétrico brasileiro e uma possibilidade de aumentar os locais de geração de energia elétrica. Com uma fonte a mais e um maior número de pontos de geração, é possível afirmar que o sistema tende a aumentar a sua confiabilidade de modo a gerar uma maior segurança de abastecimento à população.

## 2.9 Curva do pato e flexibilidade do sistema

Em um sistema elétrico com elevada participação de painéis fotovoltaicos, as variações na curva de carga diária podem ser percebidas com maior amplitude. Neste caso, verifica-se o fenômeno conhecido como curva do pato (*duck curve*), caracterizado pela queda acentuada da carga líquida (*ramp down*), a qual pode ocorrer em torno da metade do dia, momento de geração máxima dos painéis solares. Assim, a curva do pato refere-se à possibilidade de uma grande parcela da carga ser atendida pela geração distribuída na metade do dia, o que se refletiria numa queda na oferta de outras fontes do sistema elétrico, retomada nas horas subsequentes (*ramp up*). A curva de carga líquida, originada da diferença entre a carga e a geração fotovoltaica horária teria o formato de um pato e esse fenômeno foi identificado pelo operador independente do sistema da Califórnia (CAISO), em 2013. O Gráfico 8 ilustra a evolução real e estimada da curva do pato (CAISO, 2016).

Figura 8: Curva do Pato Real e Projetada para o Sistema da Califórnia, entre 31 de Março de 2012 e 2020



Fonte: Adaptado de CAISO (2016).

Segundo o CAISO, a curva do pato se acentua ano a ano e chegaria a valores críticos no ano de 2020, com uma rampa de aumento de carga de 11 GW em apenas três horas. Porém, autores, como Fowlie (2016), identificaram, já no ano de 2016, o comportamento que era esperado apenas para 2020.

Fowlie (2016) destaca dois desafios decorrentes do fenômeno da curva do pato. O primeiro deles é a carga líquida reduzida na metade do dia, também chamado de risco de geração excessiva de energia (*overgeneration risk*). O possível problema é que a carga líquida se reduza a um montante que o operador do sistema precise desligar usinas com baixa flexibilidade de operação. Em outras palavras, a geração fotovoltaica distribuída atinge um valor muito elevado a ponto de ser necessário desligar usinas projetadas para terem poucas interrupções na operação.

Por exemplo, uma usina nuclear<sup>39</sup> tem como característica a necessidade de um período maior para iniciar e interromper seu funcionamento, devido ao tempo em que as caldeiras demoram para aquecer e resfriar, respectivamente. Além de deixar de fornecer

---

<sup>39</sup> Outros tipos de usinas que tendem a operar com inflexibilidade são as que utilizam carvão mineral como combustível. As usinas a gás natural também apresentam inflexibilidade, mas, em muitos casos, por questões contratuais do fornecimento de gás (*take-or-pay*).

energia por várias horas, a interrupção traz custos para a usina, como desgastes dos equipamentos. Sendo assim, é interessante que essas usinas operem com o menor número possível de interrupções e, portanto, a diminuição da carga durante o dia, proporcionada pela geração fotovoltaica distribuída, pode trazer alguns problemas na operação de sistemas com grande quantidade de usinas com características de geração de base.

Outro desafio que a curva do pato traz é a rápida necessidade de retomada de carga, conforme a geração solar diminui e o pico da carga se aproxima, o que acontece, normalmente, entre 17 horas e 20 horas. Essa retomada requer usinas flexíveis, que possam começar a gerar energia elétrica rapidamente, e fontes de armazenamento, que permitam utilizar a energia armazenada enquanto um número maior de usinas entra em operação. O operador do sistema da Califórnia indica que já experimentou uma recuperação de 10,89 GW em um período de 3 horas, em 1º de fevereiro de 2016 (CAISO, 2016).

Fowlie (2016) destaca, também, que o efeito da recuperação de carga não é ainda mais grave por conta das melhorias advindas da eficiência energética pelo lado da demanda. Segundo a autora, esse efeito de redução da carga por conta de medidas de eficiência energética não era esperado pelo CAISO, decorrendo da mentalidade da população da Califórnia, a qual se mostra favorável ao consumo consciente de energia elétrica, e do forte apoio do estado a programas de eficiência energética.

Lista-se, abaixo, as medidas que o operador da Califórnia observa como necessárias para manter a elevada participação da geração fotovoltaica distribuída e garantir a segurança energética para a sua população:

- i. Incentivo à geração de energia por tecnologias mais flexíveis, que sejam preparadas para ligar ou desligar máquinas rapidamente, de modo a permitir um rápido atendimento da carga e uma rápida entrada das fontes renováveis;

- ii. Investimentos em tecnologias de armazenamento de energia elétrica, inclusive referentes a hidrelétricas reversíveis (*pumped storage*)<sup>40</sup>;
- iii. Aumento da área de comercialização da CAISO, permitindo elevar o número de comercializadores, o que facilita tanto a compra quanto a venda de energia; e
- iv. Implantação de formas de tarifação mais sofisticadas, como o *time-of-use*<sup>41</sup>.

Além dessas, medidas que incentivem o autoconsumo no momento da geração para os consumidores que possuem geração fotovoltaica distribuída podem ajudar a mitigar os efeitos da curva do pato.

### Box 2: Eclipse solar

Com a maior penetração da fonte solar, um fenômeno astronômico que até então não trazia grandes impactos ao Setor Elétrico passa a ter uma grande importância na operação do sistema. Tratam-se dos eclipses solares. Durante um eclipse a geração fotovoltaica diminui bruscamente durante o dia e, da mesma forma, aumenta rapidamente após a passagem pelo ponto máximo do eclipse. Esse fenômeno foi observado nos Estados Unidos em outubro de 2014 (Fischer e Harack, 2015) e na Europa em março de 2015 (Köhler et al., 2015).

O eclipse de 2015 na Europa afetou principalmente a Alemanha, com maior capacidade instalada da fonte fotovoltaica. Sendo o eclipse um fenômeno bem previsível, foi possível realizar simulações para antecipar e se preparar para as possíveis complicações (Köhler et al., 2015). Essa ocasião foi considerada um teste para o sistema, pois a variação da geração solar que ocorreu na Alemanha, no dia do eclipse em 2015, é a variação esperada para um dia normal em 2030 (Fischer e Harack, 2015), devido ao aumento da capacidade instalada até esse ano.

## 2.10 Serviços ancilares

Os serviços ancilares são serviços que auxiliam os operadores do sistema a manterem a confiabilidade da rede com suficiente qualidade da energia. Exemplos são as reservas

---

<sup>40</sup> A tecnologia de bombeamento de água de um rio em momentos de carga baixa (de madrugada, por exemplo) para abastecer o reservatório de uma hidrelétrica e gerar energia no momento em que a carga é maior.

<sup>41</sup> É a tarifação que aplica diferentes preços para a energia elétrica em diferentes momentos do dia. Assim, a energia elétrica é mais cara na ponta e mais barata na fora da ponta. A ideia é semelhante à tarifa branca, cuja aplicação no Setor Elétrico Brasileiro foi iniciada em janeiro de 2018.

operativas (de contingência, regularização e flexibilidade) e o controle de tensão, serviços que podem ser atendidos pelo inversor.

Reservas operativas, em geral, são providas por geradores convencionais, muito embora os recursos distribuídos tenham aumentado sua participação no provimento deste recurso. Denholm *et al.* (2014) separam as reservas operativas em três tipos, a saber:

- i. Reservas de contingência, necessárias para manter interrupções na geração ou na transmissão;
- ii. Reservas de regularização, mantidas para responder a flutuações pequenas e aleatórias em torno da carga normal; e
- iii. Reservas de flexibilidade, mantidas para responder a variações na carga líquida, em períodos de tempo maiores que aqueles mantidos pelas reservas de regularização, e alcançar variações devidas a erros de previsão.

Uma observação interessante é que, como a expansão da geração fotovoltaica no sistema afeta tanto a necessidade de saída de usinas em um período curto de tempo, como também a entrada de novas usinas, existem custos para atender a essas flutuações. Em geral, as usinas possuem uma facilidade maior de redução do que de fornecimento de reserva girante em períodos curtos de tempo, o que torna o problema do *ramp up* uma questão mais desafiadora e custosa, conforme apresentam Mills *et al.* (2013).

O impacto da expansão da geração fotovoltaica distribuída sobre as reservas de contingência é nulo caso elas sejam baseadas em uma única grande contingência<sup>42</sup>. Todavia, caso as reservas sejam definidas como uma proporção da carga, a expansão dessa geração poderia contribuir para a redução dos requerimentos de reserva. Já no caso do impacto sobre as reservas de regulação, como afeta positivamente a variação de curto prazo na rede, a difusão fotovoltaica leva a maiores requerimentos da mesma. Por fim, para as reservas de flexibilidade, a geração fotovoltaica aumenta a volatilidade da carga líquida e a sua incerteza sobre diferentes períodos temporais, aumentando a necessidade destas reservas.

---

<sup>42</sup> Como a perda da maior máquina do sistema.

Já o cálculo dos custos e benefícios da expansão da geração fotovoltaica distribuída sobre os serviços ancilares pode ser feito de diferentes formas. A primeira delas é assumir que esta difusão não impacta no fornecimento de serviços ancilares, tendo em vista que, em um nível baixo de difusão, a geração fotovoltaica distribuída não fornece significativos serviços ancilares para a rede e também não implica em impactos negativos relevantes.

Uma outra abordagem, simplificada, é verificar os custos totais com reservas nos anos anteriores e sua proporção em relação aos custos totais com a geração de energia. Ao se estimar os custos evitados de geração da fonte fotovoltaica, considera-se que os custos evitados de serviços ancilares futuros serão na mesma proporção (E3, 2013).

Análises semelhantes, porém, mais gerais, estimam custos ligados a reservas adicionais, como em Mills *et al.* (2013). Denholm *et al.* (2014) apontam algumas limitações deste tipo de metodologia. Primeiramente, ela necessita de estimativas passadas do impacto da geração fotovoltaica distribuída sobre diversos serviços ancilares. Uma segunda limitação consiste na dificuldade de se isolar o impacto de uma fonte individual sobre custos específicos do sistema elétrico. Além disso, o impacto desta difusão varia entre diferentes sistemas elétricos. Sendo assim, é difícil generalizar os resultados dos estudos que utilizam esta metodologia. Portanto, verifica-se que a estimação do impacto líquido dessa geração sobre os requerimentos de serviços ancilares da rede exige grande esforço de pesquisa.

Mais recentemente, novas metodologias têm sido utilizadas para retratar com detalhes os impactos da geração fotovoltaica distribuída sobre os serviços ancilares. Os impactos sobre o requerimento de reserva podem ser avaliados por meio de uma análise dos impactos de possuir diferentes quantidades de reservas, segundo Denholm *et al.* (2014). Para isto, utilizam-se os modelos de decisão de despacho ótimo analisados na Seção 2.1 (*Production Cost Model*), os quais são executados em duas etapas, um caso de referência e outro com a difusão fotovoltaica. Estes modelos, em geral, possibilitam a representação de mais de uma reserva e permitem o cálculo do impacto da expansão da geração fotovoltaica distribuída quanto ao aumento no número de partidas na geração, à operação de unidades geradoras abaixo da capacidade nominal (*part-load*), ao aumento de custos de O&M, entre outros.

Nestes modelos, o aumento da variabilidade trazida pela geração fotovoltaica pode aumentar o nível de requerimento de reservas de regulação. A operação em períodos temporais maiores do que os englobados pelas reservas de regulação também pode ser impactada negativamente pela expansão da geração fotovoltaica distribuída, gerando a necessidade potencial da manutenção de uma reserva de flexibilidade. Um aspecto que merece destaque é a extensão territorial considerada no estudo, uma vez que a variabilidade da geração fotovoltaica possui relação inversa com a área considerada. Além disso, caso esta geração estivesse submetida a cortes seletivos controlados pelo operador do sistema, ela poderia contribuir para prover reservas operativas para a rede elétrica.

A expansão da geração fotovoltaica distribuída associada ao uso de inversores avançados poderia contribuir no fornecimento de reativo e garantir a voltagem do sistema no nível da transmissão, reduzindo a necessidade de geração de reativo provida por geradores tradicionais e permitindo que os mesmos operem em um maior nível de potência ativa, o que reduz as perdas na transmissão e aumenta a capacidade de transmissão de potência ativa da rede.

No nível da distribuição, a existência de inversores avançados poderia contribuir para garantir a qualidade de suprimento de energia neste nível, mitigando problemas relacionados às variações na tensão local associados a esta difusão. Grandes flutuações na tensão podem danificar equipamentos eletrônicos e é uma das preocupações centrais das distribuidoras de energia. A existência de capacidade instalada fotovoltaica associada ao uso de inversores poderia contribuir para a redução do esforço mecânico sobre *taps* e sobre a ativação e desativação de banco de capacitores, o que reduz ou elimina a necessidade de equipamentos de controle de corrente.

Bird *et al.* (2014) analisaram a possibilidade de cortes na geração solar e eólica em determinados momentos como fonte de serviços ancilares para o sistema. Os autores identificaram que, nos Estados Unidos, mesmo em mercados com maior crescimento da geração eólica, não se verifica o aumento no número de cortes. Ressalta-se que uma compensação pode ou não ser associada ao corte.

Um novo elemento que facilitaria o uso destes recursos distribuídos seria a presença de um agregador, o qual teria a função de formar um grupo de agentes diferentes do sistema elétrico (i.e., consumidores, produtores e prosumidores), que agiriam como uma única entidade vendendo serviços aos operadores do sistema. Portanto, seria uma companhia que agiria como um intermediário entre consumidores finais de energia e detentores de recursos energéticos distribuídos e os participantes do sistema elétrico que desejam servir os usuários finais ou explorar serviços providos por estes recursos (Ikäheimo *et al.*, 2010).

Segundo Burguer *et al.* (2016), o agregador pode se apropriar de economias de escala que poderiam tornar a operação da agregação mais barata caso a mesma ocorresse de maneira centralizada (i.e., operador do sistema de transmissão, operador do sistema de distribuição ou um outro monopólio regional). Esta entidade poderia promover soluções de *hedge* para agentes que operam no mercado de energia e mitigaria a incerteza através da coleta de todo os dados relevantes à demanda ou geração potencial, traduzindo estas informações em quantidades de *bids* em um mercado.

No contexto nacional, a ANEEL já está desenvolvendo soluções que contemplem o fornecimento de serviços ancilares, através da Resolução Normativa nº 697/2015 (ANEEL, 2015), que estabelece que unidades provedoras de energia reativa, de controle automático de geração, de autorreestabelecimento e de sistemas especiais de proteção deverão celebrar Contratos de Prestação de Serviços Ancilares com o ONS, sendo remuneradas pelos custos de O&M.

### Box 3: Geração distribuída em sistemas isolados

As análises e considerações feitas sobre os impactos sistêmicos no Brasil consideraram a introdução da geração fotovoltaica distribuída no Sistema Interligado Nacional. Entretanto, há localidades que são atendidas por sistemas elétricos autônomos, não conectados ao SIN, os chamados sistemas isolados. A maioria dessas localidades está situada na Região Amazônica, onde a interligação ao SIN é inviável, tanto por razões técnicas como econômicas.

Na maioria dos casos, a geração de energia é feita através de uma única usina movida a óleo diesel, com elevados custos de operação. A localização remota desses sistemas faz com que o óleo diesel chegue a um custo maior, aumentando ainda mais o custo da energia elétrica. Em algumas localidades, o valor pode passar de R\$ 2.000/MWh (EPE, 2014). Para não onerar os consumidores locais, em grande parte de baixo poder aquisitivo, a tarifa de energia elétrica nesses sítios é subsidiada, sendo a diferença de custo coberta pela Conta de Consumo de Combustíveis através da Conta de Desenvolvimento Energético.

Observa-se que, nesses lugares, os benefícios da geração fotovoltaica distribuída são bastante evidentes. Devido ao alto custo do óleo diesel, os custos evitados de geração são bastante maiores do que os que seriam obtidos caso o mesmo painel fosse instalado no SIN. Estimar esses custos evitados é um cálculo bem mais simples, pois havendo apenas uma usina, a sua geração evitada e seus custos são conhecidos<sup>43</sup>.

Apesar do alto benefício que a geração fotovoltaica distribuída traria a esses sistemas, sua remuneração, como em todo Brasil, é dada pela tarifação *net metering*. Sendo a tarifa de energia local subsidiada, pode-se dizer que, nesses locais, a remuneração pela geração distribuída está bem abaixo dos seus benefícios. Porém, traria um benefício ao sistema, com menores valores a serem repartidos pelos demais consumidores. Considerando o baixo poder aquisitivo da maioria da população dessas localidades, não se espera que a geração distribuída se expanda nos sistemas isolados caso sejam mantidas as regulamentações atuais.

Assim, poderiam ser criados mecanismos específicos para incentivar a instalação dessa tecnologia pelos moradores locais. Apenas em caso de grande penetração da geração fotovoltaica distribuída, poderiam ser necessários investimentos extras em sistemas de controle para garantir a estabilidade do sistema (EPE, 2014).

---

<sup>43</sup> Portanto, o cálculo assemelha-se à metodologia do gerador evitado simples.

## CONCLUSÕES

É possível constatar que há diversos impactos potenciais decorrentes da difusão da geração fotovoltaica distribuída. Alguns desses impactos são mais significativos e diretos, enquanto outros ocorrem de forma indireta e com menos intensidade. Por exemplo, o deslocamento da geração e a diversificação da matriz elétrica são claros e diretos. Já a postergação de investimentos em linhas de transmissão é um impacto indireto. Neste estudo, buscou-se identificar e explicar tais impactos, considerando as particularidades do sistema elétrico brasileiro.

As metodologias para quantificação dos benefícios da geração fotovoltaica distribuída são bastante variadas na forma e complexidade. A escolha da metodologia ideal varia caso a caso e depende de vários fatores, mas, de modo geral, se pode resumir nos seguintes aspectos:

- i. Grau de precisão do resultado esperado;
- ii. Disponibilidade de dados do sistema; e
- iii. Recursos computacionais disponíveis.

Entre os impactos citados, destaca-se o custo evitado da geração, o qual consiste em verificar quanto se deixa de investir por evitar a geração de outra fonte. Para se mensurar a fonte de energia deslocada de maneira precisa, concluiu-se que a metodologia que pode obter resultados mais precisos é a simulação do Setor Elétrico em um programa que resolva o problema da operação, considerando cenários de penetração da geração fotovoltaica distribuída. Observou-se, porém, que esse método apresenta desvantagens, como o elevado requerimento de dados.

No tocante à postergação de investimento em novas usinas, conclui-se que a difusão da geração fotovoltaica distribuída pode contribuir para assegurar o atendimento à demanda do SEB. No Brasil, a época do ano em que se observa o maior consumo de energia elétrica é tradicionalmente o verão, principalmente na parte da tarde, por conta das elevadas temperaturas que acionam um crescente número de aparelhos de refrigeração. Como a geração fotovoltaica é maior nesse período, a sua contribuição para garantir a capacidade do sistema, medida através do crédito de capacidade, pode ser elevada. Dessa forma,

pode-se postergar o investimento na ampliação da capacidade instalada, sintetizada, por exemplo, por uma nova usina.

A difusão da geração distribuída pode contribuir também para aliviar problemas de congestionamento na rede de transmissão, assim como postergar investimentos para expansão das linhas de transmissão. Além disso, esta difusão também influi sobre a necessidade de ampliação da rede de distribuição. Nesse último caso, entretanto, os efeitos são incertos, dependendo da flexibilidade operacional da rede (e.g., gerenciamento pelo lado da demanda, veículos elétricos e armazenamento). A princípio, existe a possibilidade de ganhos, posto que a demanda de ponta do sistema é no horário da tarde, momento no qual existe geração fotovoltaica, mas isso dependerá do perfil de demanda local. Alguns modelos que visam quantificar os efeitos líquidos dessa difusão sobre a rede variam de acordo com o grau de detalhamento e especificidade técnica da mesma.

Em contrapartida, há a possibilidade de impacto no aumento de custos nas redes de distribuição, derivado dos seguintes aspectos:

- i. A tensão nos alimentadores deve ser mantida próxima à nominal;
- ii. A variação ao longo do dia da geração fotovoltaica pode aumentar o desgaste e reduzir a vida útil dos equipamentos reguladores de tensão, principalmente os componentes mecânicos, como *taps* dos transformadores e chaves de banco de capacitores; e
- iii. Pode ser necessária a instalação de novos equipamentos.

A mensuração desses impactos ocorre, geralmente, por meio de modelos baseados em fluxos de potência.

Com relação ao modelo de compensação de energia, o *net metering* pode afetar a tarifa média de energia elétrica paga pelos consumidores que não adotam este modelo. A elevação da tarifa em decorrência deste subsídio cruzado entre consumidores pode influenciar a decisão de adoção e, conseqüentemente, a taxa de difusão da geração fotovoltaica distribuída. Em um contexto de relevante incidência de furtos de energia elétrica e de grandes diferenças de renda entre os consumidores, como ocorre no Brasil, criam-se dois efeitos:

- i. Aumento da tarifa dos consumidores que não adotaram a geração fotovoltaica distribuída, podendo acarretar no aumento dos furtos de energia; e
- ii. Redução do mercado faturado da distribuidora, o que faz com que, mesmo para um valor absoluto de furtos constante, o indicador de perdas não técnicas, como proporção da carga, aumente.

Considerando os impactos nos contratos de comercialização de energia, constatou-se que o sistema vigente de contratação por parte das distribuidoras brasileiras, associado à difusão em larga escala da geração fotovoltaica distribuída, pode gerar um viés de sobrecontratação, porque a carga a ser atendida pode sofrer uma redução, já que parte dela será atendida pela geração distribuída. Como consequência, o equilíbrio financeiro da distribuidora pode ser impactado negativamente, já que ela incorre em punições caso sua sobrecontratação ultrapasse 5% da demanda real. Além disso, agentes que operam na geração e possuem contratos de quantidade também podem incorrer em prejuízos financeiros caso sejam deslocados.

No que se refere à questão ambiental, foram constatados impactos importantes, com destaque para o fato de permitir a redução das emissões de gases de efeito estufa no caso de a geração distribuída deslocar usinas térmicas. Outros efeitos também são possíveis, como o de evitar os impactos decorrentes das expansões na geração e transmissão de energia.

Quanto à diversificação da matriz elétrica, a introdução de uma nova fonte tende a reduzir os riscos sistêmicos de *déficits* e de custos elevados. Além disso, é possível que o sistema se torne menos vulnerável a problemas, como uma seca generalizada ou aumentos nos preços internacionais do gás natural e do petróleo.

Em sistemas elétricos com elevadas participações de painéis fotovoltaicos, verifica-se o fenômeno conhecido como curva do pato (*duck curve*), observado na Califórnia, que traz dois desafios. O primeiro deles é o risco de geração excessiva devido à carga líquida reduzida na metade do dia, o que pode fazer com que o operador do sistema precise desligar usinas com baixa flexibilidade de operação.

Outro desafio é a rápida necessidade de retomada de carga conforme a geração solar diminui e o pico da carga se aproxima. Essa retomada requer usinas flexíveis, que possam começar a gerar energia elétrica rapidamente, ou fontes de armazenamento, que permitam utilizar a energia armazenada enquanto um número maior de usinas entra em operação. Existem medidas que podem ser adotadas para mitigar este problema, quais sejam, o incentivo à geração de energia por tecnologias mais flexíveis, investimentos em tecnologias de armazenamento de energia elétrica, inclusive hidrelétricas reversíveis (*pumped storage*), implantação de formas de tarifação mais sofisticadas, como o *time-of-use*, e medidas que incentivem o autoconsumo no momento da geração, destinadas aos consumidores que possuem geração fotovoltaica distribuída.

Com relação ao fornecimento de serviços ancilares, há diversas metodologias de avaliação do benefício líquido da expansão solar sobre a prestação destes serviços, que variam em relação à área contemplada, à necessidade de dados e à facilidade de aplicação.

Por fim, merece ser destacado que os possíveis impactos devem ser melhor ponderados, frente às suas consequências para o sistema, sob diversas óticas, tais como econômica, elétrica, ambiental, regulatória, entre outras. Como o presente trabalho não teve o objetivo de mensurar esses impactos, mas de indicar as alternativas metodologias utilizadas na experiência internacional, estudos futuros podem ser desenvolvidos com o intuito de aplicar as metodologias examinadas.

## REFERÊNCIAS

- Akorede, M.F; Hizam, H; Pouresmaeil, E. 2010. *Distributed energy resources and benefits to the environment*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14. 724 - 734.
- Alves, J. F. S. et al. TDSE nº 72. *Estado da arte da difusão de recursos energéticos distribuídos em quatro estados norte-americanos*. Disponível em [http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/36\\_tdse72.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/36_tdse72.pdf). Acesso em maio de 2017.
- ANEEL. 2012. *Resolução Normativa nº 482/2012*. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em janeiro de 2017.
- ANEEL. 2015. *Resolução Normativa nº 697/2015*. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>. Acesso em fevereiro de 2017.
- APS (Arizona Public Service). 2015. *Cost of Service Summary: APS's Application for Approval of Net Metering Cost Shift Solution*. October 8, 2015. Arizona Corporation Commission, Docket nº E-01345A-13-024.
- Bird, L.; Cochran, J.; Wang, X. 2014. *Wind and solar energy curtailment: experience and practices in the United States*. US National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A20-60983, 3.
- Borba, B. S. M. C. 2012. *Modelagem Integrada da Introdução de Veículos Leves Conectáveis à Rede Elétrica no Sistema Energético Brasileiro*. Tese de doutorado, Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil.
- Burger, S.; Chaves-Ávila, J. P.; Battle, C.; Pérez-Arriaga, I. J. 2016. *The Value of Aggregators in Electricity Systems*. MIT working paper.
- Campos, O. L. 2010. *Estudo de caso sobre impactos ambientais de linhas de transmissão na Região Amazônica*. BNDES Setorial, Rio de Janeiro 32.
- Castro, G. M. 2015. *Avaliação do valor da energia proveniente de usinas heliotérmicas com armazenamento no âmbito do sistema interligado nacional*. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em [http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/castro\\_malta.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/castro_malta.pdf).
- Castro, N.; Brandão, R. 2009. *Problemas no cálculo das garantias físicas para os leilões de energia nova*. TDSE nº 11. Disponível em

[http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/04\\_TDSE11.pdf](http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/04_TDSE11.pdf). Acesso em fevereiro de 2017.

Castro, N.; Brandão, R.; Marcu, S.; Danta, G. 2010. *Market design in electricity systems with renewables penetration*. TDSE nº 28. Disponível em:

[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/52\\_TDSE28.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/52_TDSE28.pdf). Acesso em fevereiro de 2017.

Castro, N. et al. 2017. *Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil*. TDSE nº 67. Disponível em

[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/12\\_TDSE67.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/12_TDSE67.pdf). Acesso em março de 2017

Castro, G.; Legey, L. F. 2015. *Custos evitados de usinas heliotérmicas - avaliação do valor da energia heliotérmica no sistema interligado nacional*. Congresso Brasileiro de Energia.

Cepel. 2015. *NEWAVE - Modelo de Planejamento de Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo*. Disponível em

<http://www.cepel.br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>. Acesso em janeiro de 2017.

CPAMP. 2015. *Metodologia de Cálculo de Garantia Física de Potência de Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente*". Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico. Disponível em

[http://www.mme.gov.br/documents/10584/1851073/Relat%C3%B3rio-Metodologia+GF POT+UHEs\\_Final.pdf/4b3165ee-146e-4cec-b1a7-9e43589e3f44](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1851073/Relat%C3%B3rio-Metodologia+GF POT+UHEs_Final.pdf/4b3165ee-146e-4cec-b1a7-9e43589e3f44).

D'Araújo, R. P. 2009. *Setor elétrico brasileiro: uma aventura mercantil*. Brasília: Confea 1 (2009).

Cunha, D. A.; Ferreira, L. V. 2012. *Impacts of the Belo Monte hydroelectric dam construction on pioneer vegetation formations along the Xingu River, Pará State, Brazil*, Rev. Bras. Bot. 35 (2) (2012) 159 - 167.

Denholm, P.; Yih-Huei, W.; Hummon, M.; Mehos, M. 2013. *An Analysis of Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage in a California 33% Renewable Scenario*. NREL/TP-6A20-58186. Golden, Colorado, EUA: National Renewable Energy Laboratory.

Denholm, P.; Margolis, R.; Palmintier, B.; Barrows, C.; Ibanez, E.; Bird, L.; Zuboy, J. (Org.). 2014. *Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System*.

E3 (Energy and Environmental Economics). 2013. California Net Energy Metering (NEM) Cost Effectiveness Evaluation. San Francisco, CA: Energy and Environmental Economics.

EIA. 2013. *Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity*. Methodology Supplement.

EIA. 2016. *Levelized Cost and levelized avoided cost of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2016*.

Electricity Local. 2016. Disponível em <http://www.electricitylocal.com/states/california/>. Acesso em janeiro de 2017;

Energy Exemplar. 2016. *PLEXOS® Integrated Energy Model: Simulation software for energy market analysis*. Disponível em <http://energyexemplar.com/software/plexos-desktop-edition/>. Acesso em janeiro de 2017.

EPE. 2014. *Avaliação de alternativa de suprimento em sistemas isolados do Acre*. EPE-DEE-NT-027 /2014-r0. Disponível em [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos/EPE-DEE-PT-027-2014-r0.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/EPE-DEE-PT-027-2014-r0.pdf). Acesso em fevereiro de 2017.

EPE. 2015. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Disponível em <http://epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>. Acesso em fevereiro de 2017.

EPE. 2016. *Índice Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração – Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração Metodologia de Cálculo*. EPE-DEE-RE-102/2008-r7. Disponível em [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos/Anexo%2013%20-%20Metodologia%20do%20C%C3%A1lculo%20do%20ICB%20A-5%202016.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Anexo%2013%20-%20Metodologia%20do%20C%C3%A1lculo%20do%20ICB%20A-5%202016.pdf). Acesso em fevereiro de 2017.

EPTE. 2017. *Engenharia e Planejamento em Transmissão de Energia*. Disponível em <http://www.epte.com.br/faixa.html>. Acesso em fevereiro 2017.

Fischer, B.; Harack, B. 2015. *A massive solar eclipse will hit Germany on March 20th. This data shows why utilities worldwide should pay attention.* Opower. Março 2. Disponível em <https://blog.opower.com/2015/03/germany-solar-eclipse/>. Acesso em fevereiro de 2017.

Foley, A. M.; Ó Gallachóir, B. P.; Hur, J; Baldick, R.; McKeogh, E. J. 2010. *A Strategic Review of Electricity Systems Models.* Energy 35 (12): 4522–30. doi:10.1016/j.energy.2010.03.057.

Fowlie, M. 2016. *The duck has landed.* Energy Institute at Haas. Disponível em <https://energyathaas.wordpress.com/2016/05/02/the-duck-has-landed/>. Acesso em janeiro de 2017.

Furnas. 2017. *Saiba o que você pode ou não fazer próximo à linha de transmissão e à faixa de servidão.* Disponível em [http://www.furnas.com.br/arcs/pdf/folder\\_LT\\_queimadas.pdf](http://www.furnas.com.br/arcs/pdf/folder_LT_queimadas.pdf). Acesso em fevereiro 2017.

GE Energy Consulting. 2017. *Multi Area Production Simulation Software - MAPS.* Disponível em <http://www.geenergyconsulting.com/practice-area/software-products/maps>. Acesso em janeiro de 2017.

Gemignani, M.; Kagan, N.; Castro, G. 2014. *Energia solar na matriz energética - impactos técnicos e econômicos no sistema interligado nacional.* Revista Brasileira de Energia Solar, julho.

Green Power in Montana National Centre for Appropriate Technology. Disponível em <http://www.montanagreenpower.com/greenpower/index.html>. Acesso em fevereiro de 2016.

Ikäheimo, J.; Evens, C.; Kärkkäinen, S. 2010. *DER Aggregator Business: the Finnish Case.*

Köhler, C.; Steiner, A.; Lee, D.; Thielier, J.; Marie, Y.; Drenan, S.; Ernst, D.; Becker, C.; Zirkelbach, M. 2015. *Assessing the impact of a solar eclipse on weather and photovoltaic production.* Meteorologische Zeitschrift 25 (1): 55–69. doi:10.1127/metz/2015/0672.

Lew, D.; Brinkman, G.; Ibanez, E.; Hodge, B. M.; King, J. 2013. *The western wind and solar integration study phase 2.* Contract 303: 275–3000.

Jorgenson, J.; Denholm, P.; Mehos, M. 2014. *Estimating the Value of Utility- Scale Solar Technologies in California under a 40% Renewable Portfolio Standard.* NREL/TP-6A20-61685. Golden, Colorado, EUA: NREL.

Madaeni, S.; Sioshansi, R.; Denholm, P. 2011. *Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants.* NREL/TP-6A20-51253. Golden, Colorado, EUA: NREL. Disponível em <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51253.pdf>.

- Madaeni, S.; Sioshansi, R.; Denholm, P. 2012. *Comparison of capacity value methods for photovoltaics in the Western United States*. Disponível em <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54704.pdf>. Acesso em fevereiro de 2017.
- MME. 2004. *Portaria nº 303/2004*. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2004303mme.pdf>. Acesso em fevereiro de 2017.
- Morais, R. C. 2015. *Aplicação do fator de valor na avaliação do benefício associado às novas fontes renováveis*. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em <http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/cancella.pdf>. Acesso em janeiro de 2017.
- Moroni, S.; Valentina, A.; Bisello, A. 2016. *Energy Sprawl, Land Taking and Distributed Generation: Towards a Multi-Layered Density*. *Energy Policy* 98 (novembro): 266–73. doi:10.1016/j.enpol.2016.08.040.
- NREL. 2017. *PVWatts Calculator*. Disponível em <http://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>. Acesso em fevereiro de 2017.
- ONS. 2014. *IPDO – 5/2/2014*. Disponível em [http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/Ano\\_2014/M%C3%AAs\\_02/IPDO-05-02-2014.pdf](http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/Ano_2014/M%C3%AAs_02/IPDO-05-02-2014.pdf). Acesso em fevereiro de 2017.
- ONS. 2017. *ONS - Evolução Mensal da Carga*. Disponível em [http://www.ons.org.br/sala\\_imprensa/energia/carga\\_propria.aspx](http://www.ons.org.br/sala_imprensa/energia/carga_propria.aspx). Acesso em janeiro de 2017.
- Pacca, S.; Sivaraman, D.; Keoleian, G. A. 2007. *Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems*. *Energy Policy* 2007; 35:3316–26.
- Pelland, S.; Ihab, A. 2008. *Comparing Photovoltaic Capacity Value Metrics: A Case Study for the City of Toronto*. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16 (8): 715–24. doi:10.1002/pip.864.
- Pereira Jr., A. O.; Soares, J. B.; Araújo, M.; La Rovere, E.; L. Costa, R. C. 2006. *Modelos Energéticos: Uma Proposta de Planejamento Integrado*. In: V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético.
- Pereira Jr., A. O.; Costa, R. C.; Costa, C. V.; Marreco, J. M., La Rovere, E. L. 2013. *Perspectives for the expansion of new renewables energy sources in Brazil*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 23. 499 – 59.

- Perez, R.; Margolis, R.; Kmiecik, M.; Schwab, M.; Perez, M. 2006. *Update: Effective load carrying capability of photovoltaics in the United States*. In *Proc. ASES Annual Conference*, Denver, CO. Citeseer. Disponível em <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.502.7354&rep=rep1&type=pdf>. Acesso em fevereiro de 2017.
- Perez, R.; Taylor, M.; Hoff, T.; Ross, J. P.; Solar, V. 2008. *Moving toward consensus on a photovoltaic generation capacity valuation methodology*. Solar Electric Power Association, Washington, DC, USDOE Tech. Rep., Contract DE-FC36-07GO17036. Disponível em [https://www.researchgate.net/profile/Mike\\_Taylor17/publication/237229241\\_Moving\\_Toward\\_Consensus\\_on\\_a\\_Photovoltaic\\_Generation\\_Capacity\\_Valuation\\_Methodology/links/00b495398df6f6a3d5000000.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Mike_Taylor17/publication/237229241_Moving_Toward_Consensus_on_a_Photovoltaic_Generation_Capacity_Valuation_Methodology/links/00b495398df6f6a3d5000000.pdf). Acesso em fevereiro de 2017.
- PVsyst SA. 2017. *PVsyst*. Disponível em <http://www.pvsyst.com/en/software/download>. Acesso em fevereiro de 2017.
- REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (Org.). 2014. *The first Decade: 2004- 2014*. Paris: REN21 Secretariat.
- Theologitis, I. T; Masson, G. 2015. *Potential for cost reduction of PV technology - impact of cheetah research innovations*.
- Valentin Software. 2017. *PV\*SOL*. Disponível em <http://www.valentin-software.com/en/products/photovoltaics/55/pvsol>. Acesso em fevereiro de 2017.
- Xcel Energy Services, Inc. 2013. *Costs and Benefits of Distributed Solar Generation on the Public Service Company of Colorado System*. Disponível em <http://www.eei.org/issuesandpolicy/generation/NetMetering/Documents/Costs%20a20Benefits%20of%20Distributed%20Solar%20Generation%20on%20the%20Public%20Service%20Company%20of%20Colorado%20System%20Xcel%20Energy.pdf>. Acesso em fevereiro de 2017.
- Wirth *et al.* 2017. *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*.



# Grupo de Estudos do Setor elétrico

## Gesel

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado desde 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

**SITE:** [gesel.ie.ufrj.br](http://gesel.ie.ufrj.br)

**FACEBOOK:** [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

**TWITTER:** [twitter.com/geselufrj](https://twitter.com/geselufrj)

**E-MAIL:** [gesel@gesel.ie.ufrj.br](mailto:gesel@gesel.ie.ufrj.br)

**TELEFONE:** (21) 3938-5249

**ENDEREÇO:**

UFRJ - Instituto de Economia.  
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.  
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.  
CEP: 22290-240