

Consulta Pública MME nº 87/2019 – Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029

Contribuições da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR

Primeiramente, a ABSOLAR cumprimenta o MME pela positiva e bem-vinda iniciativa de abrir a Consulta Pública nº 87/2019, referente à minuta do Plano Decenal de Expansão da Energia 2029 (PDE 2029), apresentando à sociedade proposta de planejamento da expansão do setor de energia brasileiro no próximo horizonte decenal.

A ABSOLAR aplaude, também, o trabalho realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que incorporou inovações positivas em seus estudos, com análises mais detalhadas, bem como aprimorando o embasamento técnico e de mercado do documento. Neste sentido, dentre os destaques positivos desta edição do PDE, a ABSOLAR ressalta: a indicação de expansão da oferta de energia elétrica sob o cenário de transição energética, incluindo a avaliação dos requisitos de flexibilidade e reserva operativa para a expansão de referência, considerando rampas horárias provenientes de variações da demanda; a expansão da transmissão para maior integração das fontes renováveis; a alocação espacial da oferta indicativa; dos impactos de novos critérios de suprimento para os requisitos de capacidade de potência, bem como da resposta da demanda e da modernização do parque gerador atual.

A ABSOLAR apoia a premissa conceitual e de política setorial adotada pelo MME de manter o fundamental destaque e protagonismo das fontes renováveis na expansão e operação da matriz elétrica brasileira. No entanto, chama a atenção do setor que o PDE 2029 não esteja alinhado com esta premissa, sinalizando uma redução considerável da fração projetada para as renováveis na matriz elétrica brasileira ao longo do horizonte decenal. Neste quesito, o PDE 2029 desaponta, ao falhar em ampliar a oferta de energia elétrica do Brasil priorizando as renováveis, uma vez que a participação das renováveis na matriz decresce de 86% para 82% da capacidade nominal instalada ao final de 2029, uma perda significativa de 4 pontos percentuais, equivalentes a mais de 9 GW em capacidade nominal instalada.

A ABSOLAR avalia que este aspecto do PDE 2029 necessita de reparo, buscando soluções capazes de manter ou ampliar a atual fração renovável da matriz elétrica brasileira, em linha com os esforços nacionais e internacionais de transição energética para uma economia de baixas emissões, baixos impactos ambientais e, principalmente, menores custos médios globais à sociedade. O fato de o Brasil já ter uma matriz elétrica altamente renovável não significa que já esgotou seu vasto potencial de aproveitamento de recursos naturais disponíveis, muito menos que deva comparar o seu nível de compromisso com as fontes renováveis a partir de

outros países menos avançados neste aspecto. É mais adequado, portanto, avaliar as ambições brasileiras para a expansão das fontes renováveis na matriz elétrica do País pela ótica de uma evolução histórica da matriz elétrica nacional, bem como levando em consideração os compromissos assumidos pelo Brasil para avançar, de forma estruturada, na diversificação de seu portfólio renovável de geração de energia elétrica e, simultaneamente, reduzir as emissões de gases de efeito estufa na matriz elétrica. Neste sentido, a ABSOLAR alerta que diversos países do mundo já deram início a um processo de ampliação da fração renovável de suas matrizes e, em poucos anos, o Brasil corre o risco de perder seu protagonismo renovável, caso não perdesse o esforço nacional de ocupar a posição de liderança em renováveis.

A geração centralizada solar fotovoltaica permanece em trajetória acelerada de aumento de sua competitividade, se destacando pela forte redução de seus preços, tendo consolidado um novo patamar de competitividade junto ao setor elétrico brasileiro (SEB), conforme verificado nos Leilões de Energia Nova (LEN) A-4 e A-6 de 2019, atingindo preços médios de aproximadamente R\$ 68/MWh e R\$ 85/MWh, respectivamente. Desse modo, é imprescindível que o PDE 2029 aponte tal evolução no papel da geração centralizada solar fotovoltaica como ferramenta estratégica de expansão da capacidade de geração do País. Recomenda-se incorporar a competitividade da fonte como um vetor de crescimento sustentável e competitivo, capaz de contribuir para a redução dos preços aos consumidores brasileiros, em linha com os princípios da eficiência alocativa, mínimo custo global e modicidade tarifária.

No entanto, surpreende notar que o PDE 2029 não adotou tais premissas para a geração centralizada solar fotovoltaica, indo inclusive na direção contrária, uma vez que considera volumes menores de contratação para a fonte do que os apontados anteriormente nos PDEs 2026 e 2027. Tal efeito torna-se especialmente visível ao se avaliar a contribuição alocada para o atributo energia elétrica (traduzido em MW médios) de cada fonte e não meramente a sua capacidade instalada.

Sob esse ponto de vista, considera-se fundamental uma reavaliação dos montantes contratados anualmente para a geração centralizada solar fotovoltaica, maximizando a contribuição que o segmento e a tecnologia proporcionam para o atendimento dos requisitos de energia elétrica do sistema a partir de um custo menor. Tal medida proporcionaria uma economia direta e ganhos para o consumidor final e para a competitividade do setor e da economia nacional.

À título de comparação, a expansão indicativa da fonte eólica foi sugerida em 21 GW de capacidade nominal instalada, correspondentes a 10,5 GW med (assumindo um fator de capacidade médio de 0,5 ou 50%). Por outro lado, o PDE 2029 sugere

apenas 7 GW de capacidade nominal instalada adicional para a geração centralizada solar fotovoltaica, equivalentes a 2,1 GWmed (fator de capacidade médio de 0,3 ou 30%). Ao se corrigir este desequilíbrio, o total de 12,6 GWmed resultante da somatória destas duas fontes, ao ser distribuído de forma igualitária, resultaria em uma contratação de um volume de 6,3 GWmed por fonte. Esta nova configuração proporcionaria a contratação de uma capacidade nominal instalada da geração centralizada solar fotovoltaica de 21 GW (6,3 GWmed) e da fonte eólica de 12,6 GW (6,3 GWmed), com ganhos representativos em termos de economia financeira para os consumidores, em decorrência dos preços médios inferiores já apresentados pela geração centralizada solar fotovoltaica na atualidade, tendência projetada para se ampliar ao longo do horizonte decenal analisado e das décadas subsequentes.

Outro fator que merece atenção redobrada nesta e em futuras edições do PDE é o alto potencial técnico da fonte solar fotovoltaica (tanto em geração centralizada, quanto em geração distribuída), devido aos elevados índices de irradiação solar em todas as regiões do território nacional, potencial este ainda fortemente subaproveitado.

Destaca-se, ainda, que a fonte solar fotovoltaica contribui com benefícios e vantagens transversais à economia nacional, agregando benefícios múltiplos e diversos serviços e atributos complementares e sinérgicos ao SEB. Em conjunto com outras fontes de geração de energia elétrica e tecnologias auxiliares (exemplos: armazenamento, serviços ancilares, resposta à demanda, intercâmbio elétrico, efeito portfólio, geração flexível, entre outros), a fonte solar fotovoltaica tem função estratégica na garantia do suprimento de energia elétrica renovável, limpa, segura, de qualidade e de baixo custo à sociedade brasileira, que deve ser adequadamente considerada e valorizada nas análises do PDE.

O Brasil possui elevado potencial para a expansão da geração de energia elétrica a partir das fontes renováveis, quer seja hídrica, solar, eólica, biomassa, entre outras. Com base nas premissas de livre mercado, faz-se necessário que o PDE 2029 reforce e destaque a incorporação de novas tecnologias para atendimento da demanda máxima do sistema, para além das tecnologias tradicionais baseadas em fontes fósseis, possibilitando uma maior integração das fontes renováveis na operação da matriz elétrica nacional, combinada ao papel de ferramentas complementares (como: projetos híbridos, armazenamento, transmissão, redes inteligentes, mobilidade elétrica, resposta à demanda, geração distribuída, entre outros), como promotoras de segurança elétrica e energética, de flexibilidade operativa e de capacidade, com ganhos adicionais nas esferas econômica, social, ambiental, tecnológica e de inovação, visando ao desenvolvimento sustentável do País, em prol de uma economia de baixas emissões de poluentes e de gases de efeito estufa, danosos à população, à sociedade, à economia nacional e ao meio ambiente.

No âmbito da geração distribuída (GD), a projeção de atingimento de uma capacidade nominal instalada de 11,4 GW em 2029, dos quais 9,7 GW provenientes da fonte solar fotovoltaica, considerando uma revisão do modelo de compensação de energia elétrica e um modelo tarifário binômio aplicado aos consumidores de baixa tensão e à geração distribuída, aparenta ser exageradamente otimista e não estar aderente à realidade de custos e preços do setor. A ABSOLAR reconhece a complexidade no desenvolvimento de modelos preditivos para a evolução da geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil, em especial considerando as características específicas do setor, e parabeniza em especial a EPE pelos esforços empreendidos nesta temática.

No entanto, uma projeção excessivamente otimista pode orientar equivocadamente as premissas de políticas públicas do segmento e desincentivar o desenvolvimento geração distribuída, com efeitos deletérios ao avanço da tecnologia no País. Para aprimorar esta metodologia e a análise dos dados do modelo, a ABSOLAR solicita que sejam publicados todos os parâmetros de cálculo e análise detalhada dos impactos para os diversos tipos de usuários de GD, com o objetivo de viabilizar contribuições da sociedade sobre estas premissas e seus resultados. Complementarmente, A ABSOLAR se disponibiliza para a realização de reuniões de trabalho em conjunto com as equipes da EPE, de modo a buscar um alinhamento metodológico e procedimental, para o desenvolvimento de uma abordagem consolidada e de premissas de comum acordo a serem adotadas nas estimativas de expansão da GD solar fotovoltaica no Brasil.

A ABSOLAR considera que as projeções de GD podem estar superestimadas, uma vez que, apesar de extremamente sensível ao *payback* simples, o ritmo de crescimento de usuários, clientes, investidores e empreendedores de GD também está relacionado a outros fatores que ainda não foram mapeados e incorporados na análise de sensibilidade de adoção da tecnologia. Tais fatores incluem: (i) insegurança jurídica e instabilidade regulatória; (ii) barreiras processuais, procedimentais e burocráticas ao desenvolvimento da GD (internacionalmente denominadas “*red tape*”), incluindo as já identificadas e recorrentes dificuldades de conexão à rede de distribuição – processo ainda repleto de inconsistências em diversas distribuidoras que não operacionalizaram de forma satisfatória os seus processos internos para o adequado atendimento às solicitações de conexão de GD à rede, ou ainda têm descumprido os prazos regulatórios disciplinados pela ANEEL; (iii) burocracia na formação de consórcios ou cooperativas para as modalidades de geração compartilhada; (iv) disponibilidade restrita de fontes de financiamento em diferentes regiões do País; (v) diretrizes tributárias desfavoráveis ao desenvolvimento da GD; (vi) disponibilidade de equipamentos do mercado (como exemplo, no passado recente, o mercado já vivenciou falta de medidores bidirecionais, atrasando a conexão de sistemas e represando pedidos dos consumidores); e outros.



Espera-se que as propostas apresentadas nestas contribuições sejam de valia para o aprimoramento do planejamento da expansão energética e elétrica do Brasil, em especial, proporcionando uma adequada participação da fonte solar fotovoltaica (geração centralizada e geração distribuída) na matriz elétrica brasileira, de modo que o País possa usufruir, cada vez mais, de seus benefícios elétricos, energéticos, estratégicos, econômicos, ambientais e sociais.

Complementarmente, em relação à nomenclatura aplicada à fonte solar fotovoltaica e buscando contribuir construtivamente para o aprimoramento da terminologia setorial, em vistas da evolução tecnológica e mercadológica do setor, a ABSOLAR propõe ao MME e à EPE a adoção e padronização, em seus documentos, das seguintes nomenclaturas de referência: (i) geração centralizada solar fotovoltaica (com sigla GCFV) e (ii) geração distribuída solar fotovoltaica (com sigla GDFV).

Por fim, a ABSOLAR parabeniza o MME e a EPE pela qualidade do trabalho desenvolvido e agradece aos profissionais destas instituições pelos esclarecimentos e discussões enriquecedoras ao longo do processo de formulação destas contribuições.

Com os nossos melhores cumprimentos,

Dr. Rodrigo Lopes Sauaia

Presidente Executivo, em representação à Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR)

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
2.1.3. EDIFICAÇÕES RESIDÊNCIAS (p.36) O aumento da renda e a maior propensão dos indivíduos por ambientes climatizados, tornará o condicionador de ar o principal responsável pelo incremento do consumo de eletricidade pelas famílias. Assim, a demanda por esse uso final da energia poderá crescer 3,6% a.a. ao longo do período analisado. Entretanto, a demanda por eletricidade para iluminação continuará diminuindo, resultado da maior penetração da tecnologia LED (light-emitting diode), que apresenta menor consumo específico e maior vida útil quando comparada com as lâmpadas fluorescentes. Portanto, de forma agregada, espera-se que o consumo de energia elétrica nas residências cresça 3,9% a.a. entre 2018 e 2029.	É importante destacar e modelar o papel da geração distribuída solar fotovoltaica como mitigador estratégico da demanda por energia elétrica proveniente de condicionadores de ar, uma vez que existe elevada correlação temporal e locacional entre o uso de condicionadores de ar e a geração simultânea de eletricidade por sistemas solares fotovoltaicos, tanto diretamente junto às unidades consumidoras, quanto em sistemas de geração distribuída próximos aos centros de consumo (ex: áreas urbanas). Imprescindível citar que a redução prevista no consumo de energia elétrica com iluminação em residências, devido à incorporação da tecnologia LED, somada ao aumento do consumo com condicionadores de ar, contribuirão para o deslocamento da ponta de demanda para o período diurno, fator que corrobora e amplifica o papel positivo da geração distribuída solar fotovoltaica para o suprimento de demanda elétrica e atendimento da ponta técnica do sistema, em especial em meses de maior irradiação solar e temperaturas médias mais elevadas (ex: verão e primavera, bem como praticamente todos os meses do ano nas regiões nordeste, norte, centro-oeste e no norte da região sudeste). Adicionalmente, recomenda-se estabelecer uma previsão sobre o aumento de consumo de energia elétrica nas residências proveniente da incorporação de veículos elétricos (puros e híbridos) pela sociedade e, novamente, o papel da geração distribuída solar fotovoltaica para alívio a esse incremento de demanda.
3.2. Geração Centralizada de Energia Elétrica (p. 54) Pela primeira vez, será apresentada uma avaliação dos requisitos de flexibilidade operativa, considerando as rampas horárias provenientes de variações da demanda e da produção de recursos não controláveis, como geração eólica e solar fotovoltaica, para a expansão de referência. Outra importante avaliação será feita em relação a alocação espacial da oferta indicativa, avaliando a relação entre oferta e demanda de cada região e as suas	A ABSOLAR parabeniza o MME e a EPE pelo importante trabalho de avaliação dos requisitos de flexibilidade operativa na matriz elétrica brasileira. Os resultados contundentes demonstram, de forma bastante objetiva, que, para o horizonte decenal analisado, a expansão das fontes renováveis não controláveis não ocasiona a necessidade de flexibilidade operativa adicional ao sistema. Os cálculos fazem justiça técnica às fontes solar fotovoltaica e eólica, desconstruindo o mito, propagado de forma deliberada e irresponsável, de que a expansão destas tecnologias exigiria expansão simultânea de flexibilidade. Os resultados apresentados pelo PDE 2029 neste âmbito derrubam o velho discurso de que “expandir renováveis exige também a expansão de termelétricas para suportá-las”. A ABSOLAR recomenda ao MME e à EPE a ampla divulgação dos resultados desta análise de requisitos de flexibilidade operativa da matriz elétrica nacional, de modo a adequadamente educar a sociedade brasileira sobre o tema e os reais requisitos de flexibilidade do SIN. Tal medida contribuirá para trazer a necessária

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
respectivas capacidades de fornecimento e recebimento de energia por meio das interligações regionais.	segurança e confiança ao setor, aos investidores, aos agentes públicos e à sociedade, de que a expansão da matriz com a forte participação fontes renováveis não controláveis não acarreta em óbices à operação do sistema dentro do horizonte analisado.
3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta (p. 61): A tecnologia solar fotovoltaica vem confirmando a expectativa de queda dos preços no Brasil com uma velocidade surpreendentemente alta, como pôde ser visto nos últimos leilões. Por esse motivo os preços adotados para o PDE 2029 já se encontram em patamares inferiores aos adotados no PDE 2027. A premissa adotada para o PDE considera a recente evolução dos custos de investimento desta tecnologia, considerando os dados dos leilões de energia no Brasil e diversas referências internacionais, todos devidamente avaliados e criticados. Espera-se que durante o horizonte decenal, os custos possam vir a comprovar uma tendência sustentável de baixa, a exemplo do que já se observa em âmbito internacional, o que ampliará a atratividade econômica da fonte fotovoltaica. Essa possibilidade foi representada a título de sensibilidade, onde foi adotada uma redução de cerca de 30% do CAPEX dessa fonte.	Foram identificadas incoerências lógicas na evolução dos PDEs, quando avaliamos o discurso apresentado na redação do texto e os números efetivamente propostos nas diferentes edições dos PDEs, em especial entre os anos de 2026 e 2029. A tendência de queda de preços da geração centralizada solar fotovoltaica está notoriamente concretizada, de forma inquestionável e positiva. Ou seja, a fonte está efetivamente cada vez mais competitiva e com preços mais baixos, em benefício do Brasil. Apesar disso, causa estranheza o fato de que o PDE não apresentou valores crescentes para a contratação da geração centralizada solar fotovoltaica. Pelo contrário: os valores propostos pelos PDEs estão cada vez menores para a contratação da geração centralizada solar fotovoltaica, em franco conflito com a argumentação descrita no texto do próprio PDE, bem como com os princípios de eficiência alocativa, mínimo custo global e modicidade tarifária. A análise comparativa a seguir atesta que, mesmo com a queda de preços considerada pelos dados de referência e premissas do PDE, com redução superior a 20%, houve queda de contratação programada para a geração centralizada solar fotovoltaica entre o PDE 2026 e PDE 2029. Adicionalmente, observa-se uma estagnação na contratação entre o PDE 2027 e o PDE 2029, mesmo considerando que a demanda por energia elétrica é crescente no período.

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR																																												
	<table><tr><th>Preços</th><th>PDE 2026</th><th>PDE 2027</th><th>PDE 2029</th><th>Redução entre PDE 2026-2029</th></tr><tr><td>Média (R\$ / kWp)</td><td>R\$ 4.236</td><td>R\$ 4.000</td><td>R\$ 3.500</td><td>-17,4%</td></tr><tr><td>Faixa (R\$ / kWp)</td><td>3.300 a 5.200</td><td>3.000 a 5.000</td><td>2.700 a 4.300</td><td>-22,2% a - 17,3%</td></tr><tr><td>Expansão Anual do Cenário de Referência (MW)</td><td>1.000 (a partir de 2020)</td><td>1000 (a partir de 2023)</td><td>1000 (a partir de 2023)</td><td>-</td></tr><tr><td>Capacidade Instalada em 2026 (MW)</td><td>9.660</td><td>7.639</td><td>7.622</td><td>-21%</td></tr><tr><td>Capacidade Instalada em 2027 (MW)</td><td>-</td><td>8.639</td><td>8.622</td><td>- 0,2%</td></tr><tr><td>Capacidade Instalada em 2028 (MW)</td><td>-</td><td>-</td><td>9.622</td><td>-</td></tr><tr><td>Capacidade Instalada em 2029 (MW)</td><td>-</td><td>-</td><td>10.622</td><td>-</td></tr></table>					Preços	PDE 2026	PDE 2027	PDE 2029	Redução entre PDE 2026-2029	Média (R\$ / kWp)	R\$ 4.236	R\$ 4.000	R\$ 3.500	-17,4%	Faixa (R\$ / kWp)	3.300 a 5.200	3.000 a 5.000	2.700 a 4.300	-22,2% a - 17,3%	Expansão Anual do Cenário de Referência (MW)	1.000 (a partir de 2020)	1000 (a partir de 2023)	1000 (a partir de 2023)	-	Capacidade Instalada em 2026 (MW)	9.660	7.639	7.622	-21%	Capacidade Instalada em 2027 (MW)	-	8.639	8.622	- 0,2%	Capacidade Instalada em 2028 (MW)	-	-	9.622	-	Capacidade Instalada em 2029 (MW)	-	-	10.622	-
Preços	PDE 2026	PDE 2027	PDE 2029	Redução entre PDE 2026-2029																																									
Média (R\$ / kWp)	R\$ 4.236	R\$ 4.000	R\$ 3.500	-17,4%																																									
Faixa (R\$ / kWp)	3.300 a 5.200	3.000 a 5.000	2.700 a 4.300	-22,2% a - 17,3%																																									
Expansão Anual do Cenário de Referência (MW)	1.000 (a partir de 2020)	1000 (a partir de 2023)	1000 (a partir de 2023)	-																																									
Capacidade Instalada em 2026 (MW)	9.660	7.639	7.622	-21%																																									
Capacidade Instalada em 2027 (MW)	-	8.639	8.622	- 0,2%																																									
Capacidade Instalada em 2028 (MW)	-	-	9.622	-																																									
Capacidade Instalada em 2029 (MW)	-	-	10.622	-																																									
	Nos PDEs mais recentes aprovados e publicados pelo MME, foi apontada uma clara diretriz pública e estratégica de que, em um cenário de redução de preços do CAPEX da geração centralizada solar fotovoltaica, a fonte teria uma representatividade maior na matriz, com a ampliação de seu papel na expansão da oferta de geração de energia elétrica do Brasil. No entanto, apesar da fonte comprovadamente ter cumprido a sua responsabilidade e entregue, com sucesso, o seu ganho de competitividade à sociedade brasileira, o PDE não apresenta a sinalização correspondente de aumento dos volumes de contratação da fonte. Tal incoerência requer atenção especial do MME e reparo por parte do planejamento. Por exemplo, no cenário de 30% de redução de preços para a fonte solar fotovoltaica no PDE 2029, a capacidade instalada chegaria a praticamente dobrar (+ 6.900 MW). Sendo este efetivamente o princípio, a																																												

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	redução de preço de aproximadamente 20% observada para a fonte solar fotovoltaica desde o PDE 2026 deveria estar devidamente refletida no planejamento do PDE 2029. Importante ressaltar o novo patamar de competitividade da fonte solar fotovoltaica também no LEN A-6/2019, se consagrando a geração centralizada solar fotovoltaica como a renovável mais competitiva em termos de preço médio de venda (R\$ 84,39/MWh), mesmo depois de ter sido submetida a novas condições contratuais. Lembrando que, no PDE de 2027, a geração centralizada solar fotovoltaica no cenário de redução de preços passaria para um patamar de contratação de 3.000 MW/ano, atingindo assim o limite superior considerado para expansão da tecnologia naquele cenário. Desse modo, a ABSOLAR recomenda a simulação de dois novos cenários para a expansão da matriz elétrica brasileira: (i) um cenário com adoção de um volume de contratação de 3.000 MW/ano para a geração centralizada solar fotovoltaica e (ii) um cenário sem limite máximo de contratação da fonte solar fotovoltaica, aplicando os preços-médios de venda de energia elétrica observados no ano de 2019 como parâmetro para a competitividade fonte. A ABSOLAR está confiante de que há um espaço considerável para que a fonte apresente um ponto novo ótimo em relação ao volume de contratação, superior aos limites estabelecidos atualmente nos cenários do PDE 2029.
3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta (p. 61) Quanto à representação energética, a contribuição solar fotovoltaica é obtida a partir das informações dos leilões de energia já realizados, capturando a tendência de evolução tecnológica. No que diz respeito ao atendimento à demanda de potência, devido às características do recurso, o P95 para todas as horas de cada mês (mesma premissa adotada para a oferta eólica) resulta em contribuição nula dessa tecnologia para a restrição de capacidade.	Primeiramente, a ABSOLAR parabeniza a equipe da EPE e MME por desenvolver em seus cenários de sensibilidade uma análise de quantificação da contribuição da fonte solar fotovoltaica para o atendimento de requisitos de potência do sistema elétrico nacional. Cientes da crescente competitividade das fontes renováveis e exultantes do mérito a estas conferido na projeção da expansão contida no PDE 2029, a ABSOLAR entende que o potencial da fonte solar fotovoltaica não pode deixar de ser considerado também no atendimento da necessidade por potência do SIN. Ressalta-se, no entanto, que é preciso uma sinalização do planejamento de que haverá esforços para criar <i>know-how</i>, capacitação e estruturar as ferramentas necessárias para que esta análise seja mais robusta para o próximo PDE, reduzindo as incertezas apontadas. Nesse sentido, o argumento de que a tecnologia solar fotovoltaica foi considerada como tendo contribuição nula para a capacidade por simples conservadorismo desapontou o setor solar fotovoltaico brasileiro e aponta a necessidade de aprimoramentos a esta parte do trabalho do PDE. Buscando contribuir de forma construtiva

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
As incertezas existentes quanto à curva de carga futura exigem que os estudos de planejamento da expansão sejam conservadores nesse aspecto, de modo a assegurar o suprimento futuro em todos os seus requisitos. Cabe lembrar que o PDE 2027 explicitou a importância de aperfeiçoamentos sobre as projeções de curva de carga, de modo a obter maior conhecimento sobre os possíveis comportamentos da demanda no futuro e como cada tecnologia contribui para seu atendimento. Esse trabalho encontra-se em desenvolvimento na EPE e é abordado em Box do capítulo 2 desse PDE.	e propositiva para uma melhor representação da fonte nos estudos de planejamento e na operação do sistema, a ABSOLAR recomenda a incorporação de boas práticas internacionais na avaliação deste parâmetro. Alguns dos mercados internacionais que já realizaram com sucesso tal incorporação, como será apresentado a seguir. Por exemplo, cita-se como uma boa referência metodológica, o Manual “<i>Qualifying Capacity Methodology Manual Adopted 2017</i>” da <i>California Public Utilities Commission</i> (CPUC). Neste manual, apresenta-se a metodologia criada pela CPUC para quantificar a contribuição de capacidade de cada recurso de energia elétrica. A metodologia utiliza o conceito de <i>Effective Load Carrying Capability</i> (ELCC) para determinar a capacidade de sistemas eólicos, solares fotovoltaicos, demais renováveis e fontes não despacháveis. A ABSOLAR incentiva a adaptar tais boas práticas à realidade brasileira e aos próximos PDEs. Com isso, será possível apontar, de forma mais completa e realista, os atributos que a fonte solar fotovoltaica agrega ao SIN e ao Brasil. Hoje, estão em pauta discussões que ampliam o potencial destas fontes: a possibilidade de contratação de parques híbridos onde haja complementariedade, melhorias nos sistemas de transmissão e a adoção de sinais de preço horários e locais são exemplos de aperfeiçoamentos relevantes para a geração renovável, sobretudo aquela de origem solar fotovoltaica e eólica. As usinas híbridas, ao combinar fontes distintas em um único perfil de geração, tornam claro o potencial de complementariedade entre estas, em prol da modicidade no atendimento à necessidade do sistema. Seja pela sinergia nas etapas de construção e operação, seja pelo aprimoramento no uso da conexão, as usinas híbridas e/ou associadas são o degrau seguinte ao já verificado benefício ofertado pelo efeito portfólio dos empreendimentos existentes. A solução foi, inclusive, destaque deste PDE 2029, no Box 4.4, relativo ao tema “ESTUDOS DE SUPORTE À DEFINIÇÃO DO LEILÃO PARA ATENDIMENTO A RORAIMA E A CONTRATAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NOS SISTEMAS ISOLADOS”. O resultado do Leilão para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas, de 2019, o qual contratou dois projetos híbridos contribuindo para atendimento à demanda local, foi um destaque positivo que poderia ser adequado também ao atendimento do sistema interconectado: “Desses projetos, dois estão localizados na área sul de Roraima e consideram a produção local de biocombustíveis líquidos, ambos projetos com característica híbrida, sendo um com o uso de biomassa e outro com solar fotovoltaica. Tais projetos irão contribuir positivamente com o controle de tensão necessário na região, dando maior confiabilidade ao sistema.”.

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	Os benefícios da associação de fontes foram também alvo de recente discussão na Consulta Pública 014/2019, coordenada pela ANEEL, onde regulador e agentes puderam debater e amadurecer temas como o aperfeiçoamento do MUST, os critérios de outorga e a contratação devotados à energia gerada por empreendimentos de natureza híbrida. Neste interim, de forma coerente ao movimento de modernização que atualmente se organiza no ordenamento legal e regulatório, atrelado ainda ao potencial natural que a localização geográfica do País possui, pleiteia-se o reconhecimento dos benefícios que as usinas de natureza renovável, ao fazer uso dos expedientes aqui exemplificados, podem garantir conferindo equilíbrio e modicidade ao sistema, enxergada a possibilidade de que estas não só compitam de igual para igual, como obtenham êxito enquanto alternativa mais atrativa para uniforme atendimento da demanda, em detrimento à primazia concedida às fontes fósseis para este fim no cenário de expansão até 2029. Ademais, como mencionado na parte inicial do PDE 2029, em virtude de tantas incipientes inovações tecnológicas que permeiam a oferta do setor elétrico, o estudo não pode ser lido de forma estática pelas inúmeras incertezas decorrentes de tal fato. Sendo assim, considera-se oportuno que a EPE inclua um “<i>what-if</i>” específico para os projetos híbridos, haja vista que a regulamentação de tais projetos segue em andamento na ANEEL, com previsão de abertura de audiência pública na Agenda Regulatória 2019/2020, e o ajuste dos projetos existentes que contenham apenas uma fonte para projetos híbridos poderá se dar de forma muito célere quando a regulamentação for propiciada, principalmente no que se refere à adequação da cobrança de MUST Contratado. Hoje, capazes de dar contornos mais realistas a sua sazonalidade, as fontes renováveis atingiram maturidade suficiente para prever lacunas em sua geração e escolher como supri-las. No mundo, a utilização de sistemas de armazenamento vem ganhando cada vez mais destaque, atreladas ao aumento de fontes renováveis nos sistemas, uma vez que possibilita maior confiabilidade à rede por possibilitar modulação da entrega da energia, controle de tensão e frequência, e por consequência uma otimização operacional do sistema. Face às vantagens da utilização desta tecnologia, entendemos a relevância de fomentar e introduzir este tema no Brasil, onde ainda auxiliaria o sistema brasileiro a reduzir custos com encargos setoriais, a exemplo da Conta Consumo de Combustíveis (CCC). Cabe ressaltar aqui, algumas características de contribuição da fonte solar fotovoltaica para atendimento à potência. Em períodos de seca, com baixa precipitação e hidrologia desfavorável, existe grande disponibilidade de radiação solar para a geração de energia elétrica. Com isso, a energia solar fotovoltaica contribui para a preservação dos recursos hídricos do País, aumentando a disponibilidade de água para usos

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	nobres, como consumo humano, agricultura e agropecuária, demais atividades produtivas, bem como preservando os reservatórios das hidrelétricas para fornecer atendimento à demanda de potência e à flexibilidade do sistema, contribuindo para a redução de riscos e minimização de despachos termelétricos com preços e impactos ambientais mais elevados. De maneira similar, na região Nordeste, onde a fonte eólica apresenta perfil de geração matutino (primeiras horas da manhã) e noturno, a fonte solar fotovoltaica representa complemento estratégico à matriz elétrica, uma vez que gera energia elétrica ao longo do período diurno, em especial no meio do dia, período crítico e de maior demanda elétrica. Com a inclusão de geração solar fotovoltaica na região, teremos um perfil de geração mais estável ao longo do dia. Com isso, o País terá condições de reduzir o despacho de termelétricas onerosas que é atualmente acionado para complementar a geração de energia elétrica no Nordeste, trazendo maior economia aos consumidores e segurança para a operação da matriz elétrica nacional. Adicionalmente, por gerar energia de forma distribuída e próximo aos centros de consumo, a fonte solar fotovoltaica alivia os picos de demanda diária e reduz os gastos com o despacho de termelétricas nos demais centros de carga ao redor do País. Esta geração local também beneficia o Brasil ao reduzir as perdas elétricas do SIN e postergar a necessidade de novos investimentos em transmissão e distribuição de energia elétrica. Lembrando que, no PDE 2027, conforme a Tabela 3-8 - Contribuição solar de capacidade, é possível identificar significativas contribuições da fonte solar fotovoltaica em alguns meses do ano, chegando a 29,3% no mês de fevereiro para as regiões SE/CO.
3.3. Diretrizes e Premissas (p. 67) Indicação de expansão fotovoltaica de no mínimo 1.000 MW/ano e no máximo de 2.000 MW/ano, a partir de 2023, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sudeste;	A sinalização de que haverá expansão da capacidade com periodicidade anual é bem-vinda pela ABSOLAR e extremamente relevante para o adequado desenvolvimento do setor solar fotovoltaico brasileiro e de sua cadeia de valor. Desta maneira, proporciona-se maior previsibilidade e menor percepção de risco para a atração de investidores em todos os elos da cadeia produtiva solar fotovoltaica brasileira. Tal medida está alinhada com as recomendações que têm sido emitidas pela ABSOLAR sobre o tema em nome do setor solar fotovoltaico nacional. No entanto, no PDE 2027, a indicação era de expansão da oferta de geração centralizada solar fotovoltaica de 1.000 MW/ano a partir de 2023, cuja indicação não se verificou por conta da baixa contratação dos LEN A-4 e LEN A-6 de 2019.

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	Conforme já mencionado, a ABSOLAR recomenda a simulação de um cenário correspondente ao limite máximo de 3.000 MW/ano de adição de capacidade instalada para a fonte solar fotovoltaica, dado que há espaço para que a fonte demonstre um ponto ótimo de contratação acima deste limite artificialmente estabelecido, especialmente considerando-se o novo patamar de preços-médios de venda da fonte no ambiente de contratação regulado. Adicionalmente, a ABSOLAR sublinha a identificação de notável contradição deste PDE em relação aos PDEs passados. O PDE apresenta nos cenários de redução de preços do CAPEX da fonte solar fotovoltaica uma representatividade maior na matriz. No entanto, apesar da fonte comprovadamente reduzir seus custos, o PDE não apresenta valores correspondentes de aumento da sua contratação. Tal incoerência merece reparo ainda nesta edição do PDE, bem como nas subsequentes.
ANÁLISE DE FLEXIBILIDADE HORÁRIA (p.84) A geração dessas fontes, em função do efeito portfólio e da grande presença solar fotovoltaica no SE/CO, incluindo a parcela de GD, reduz de forma significativa a rampa durante o período da manhã, ainda que aumente a variação horária da carga no final da tarde. Porém, para os níveis de penetração considerados no PDE 2029 esse aumento ainda é menos intenso que a rampa matutina da curva de carga bruta, resultando em um benefício para o sistema, nessa condição. Cabe destacar novamente que esses resultados estão fortemente relacionados às premissas utilizadas. Qualquer alteração dessas premissas, como por exemplo as curvas de	A ABSOLAR parabeniza a EPE e o MME pela condução da análise de flexibilidade horária e de rampa de carga, reconhecendo um importante atributo da fonte solar fotovoltaica que é a sua contribuição para o alívio da operação do sistema no período diurno. Como contribuição, é preciso incorporar nesta análise a representatividade das fontes variáveis para a preservação de recursos hídricos de usos múltiplos no Brasil no atendimento às rampas de carga. Por exemplo, com modelo de valoração da reserva hídrica como ferramenta estratégica para a geração flexível, despachável e para o fornecimento de potência e inércia ao sistema. Dado que a fonte solar fotovoltaica preservaria recurso hídrico ao atender rampas de carga, esse seria considerado um importante valor de atributo. Raciocínio análogo pode ser feito considerando que o atendimento à rampa de carga deslocaria também o despacho termelétrico. Nesse caso, além de se evitar custos com o consumo de combustível fóssil, deveria ser levado em consideração a redução das emissões de gases de efeito estufa e do uso de recursos hídricos para a refrigeração das termelétricas.

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
carga futuras, poderão mudar substancialmente as conclusões até aqui.	
ANÁLISE DE FLEXIBILIDADE HORÁRIA (p.86) A dispersão espacial dos recursos renováveis pode levar a impactos positivos quando analisamos o SIN como um todo, devido ao efeito portfólio, entre geração solar, eólica e a carga. Sob essa ótica, não foi identificado aumento do requisito de flexibilidade horária do SIN devido à participação de fontes não controláveis na configuração de referência do PDE 2029. Ressalta-se que, além do efeito portfólio, os impactos na curva de carga do SIN podem ter sido reduzidos pelo fato de que a demanda do sistema está em ordem de grandeza diferente das variações das fontes não controláveis. Ainda assim, a integração dos recursos e regiões pode ser bem aproveitada, reduzindo a necessidade de expansão de tecnologias específicas para o serviço flexibilidade de curto prazo.	A ABSOLAR concorda com esta afirmação e reitera a importância dos estudos de integração regional e transmissão, assim como a caminhada o rumo a um sistema mais granular, com sinais locais e horários, que possam capturar de forma mais realista os atributos das fontes renováveis e seu efeito portfólio.
BOX 3.4 – A EVOLUÇÃO DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E SEU PAPEL NA EXPANSÃO (p.88) A premissa adotada para o PDE 2029 considera a recente evolução dessa tecnologia, especialmente no que se refere aos custos de investimento. Para definição dos valores, além de diversas referências	Complementarmente às análises a partir de valores de CAPEX inferidos no PDE a partir da dados de habilitação técnica de projetos de geração centralizada solar fotovoltaica, a ABSOLAR recomenda a incorporação explícita nas análises da fonte no PDE dos valores calculados para os preços-médios de venda da energia da fonte, em R\$/MWh, permitindo uma comparação objetiva pelo setor com os dados de mercado hoje aplicados. Justificativa: a medida proporciona maior transparência nas análises, permitindo aos agentes e ao setor avaliar, criticamente e detalhadamente, as premissas adotadas pelo PDE em seus modelos matemáticos,

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
devidamente avaliadas e criticadas, tanto internacionais quanto nacionais, considerou-se a evolução dos dados apresentados pelos empreendedores no processo de habilitação técnica dos 11 leilões regulados de energia realizados no Brasil com participação de empreendimentos fotovoltaicos. Uma análise sobre os projetos e custos de investimentos dos participantes desses leilões é apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-091/2018-r0, publicada pela EPE em outubro/2018, onde percebe-se uma variação expressiva desses valores, quando considerados em termos de R\$/kWp (ou até em US\$/kWp). Essa situação se manteve nas informações de habilitação técnica para os leilões de 2019. Como exemplo, infere-se que os valores intermediários, declarados pelos empreendedores, situam-se na faixa de R\$ 3.300 a 4.100/kWp. Também é importante destacar a variabilidade desses dados, com valores extremos bem distantes dos intermediários.	comparando-as com os dados mais recentes do setor e do mercado, em busca de premissas cada vez mais realistas frente à rápida evolução da tecnologia e seu ganho de competitividade no Brasil.
BOX 3.4 – A EVOLUÇÃO DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E SEU PAPEL NA EXPANSÃO (p.88) (..) Dentre premissas adicionais que também impactam nesses resultados, dois pontos merecem destaque. O primeiro deles diz respeito ao sinal locacional da	É fundamental o trabalho da EPE, em conjunto com o ONS, para um planejamento proativo da expansão da transmissão para o aproveitamento eficaz e eficiente dos vastos potenciais renováveis disponíveis no Brasil. Neste sentido, destaca-se que a fonte solar fotovoltaica possui, ainda, características bastante positivas e oportunas ao planejamento, dentre as quais incluem-se: (i) dado o excelente recurso solar disponível em todo o território nacional, os projetos solares fotovoltaicos podem ser desenvolvidos nas regiões onde há disponibilidade de escoamento de energia elétrica, contribuindo para a otimização e melhor aproveitamento

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
expansão. Como o MDI define a expansão ótima considerando custos de geração e ampliação das interligações, a expansão indicada como ótima é sensível a necessidade de expansão adicional nas interligações. É importante, portanto, que os leilões contemplem os parâmetros locais na avaliação da competitividade das diversas opções de geração. Outro aspecto relevante diz respeito às políticas energéticas que possam levar a antecipação da expansão. Nesse caso, como o MDI identifica um custo adicional em momentos onde ele não seria necessário, isso pode levar a decisão ótima para uma expansão total menor do que aquela onde os custos são alocados nos momentos de maior necessidade.	da infraestrutura de transmissão existente; (ii) os projetos solares fotovoltaicos podem ser construídos em curto espaço de tempo, de modo a concatenar o aproveitamento das linhas de transmissão conforme sua disponibilidade e cronograma de conclusão de obras, muitas vezes sujeitos a imprevistos, com menor impacto para o desenvolvimento das obras de geração nas regiões atendidas por novas linhas de transmissão; (iii) os projetos solares fotovoltaicos são modulares e podem ser desenvolvidos em blocos ou complexos com diferentes valores de potências injetadas, adaptando-se tanto à disponibilidade de escoamento, quanto podendo ser implementados de forma híbrida ou via portfólios de projetos de geração conjuntos.
4.2.3. INTERLIGAÇÃO NORDESTE – SUDESTE/CENTRO-OESTE (p.118)	A divisão deste PDE dedicada à transmissão por muitas vezes captura a necessidade de concatenação dos prazos de expansão da interligação à construção de novos empreendimentos geradores. Neste interim, cumpre ressaltar o iminente esgotamento da interligação NE→SE/CO, alvo de destaque pela EPE no âmbito do Workshop realizado no último dia 1º de novembro de 2019, e que merece especial atenção no que tange, sobretudo, ao atendimento do escoamento da energia gerada por usinas solares fotovoltaicas. A região NE desponta hoje como grande centralizadora da geração advinda das fontes não controláveis, nomeadamente eólica e solar fotovoltaica, já contemplando grande parte da capacidade instalada desta natureza e com promissor cenário de expansão. A energia ali gerada é, em grande parte, devotada ao atendimento da região SE, tradicionalmente importadora, fazendo uso do trecho NE→SE/CO que, por sua vez, concentra também o escoamento da geração hidráulica advinda do Norte. Em cenários de grande geração tanto hidrelétrica, quanto das usinas solares fotovoltaicas e eólicas do Nordeste há a criação de um verdadeiro gargalo de escoamento na região.

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	Nesta lógica, tem-se que, considerando como premissas mínimas as novas previsões indicativas de entrada de geração eólica e solar fotovoltaica - 2.400 MW de EOL e de 800 MW de SOL ao ano – os estudos originalmente arguidos para expansão da transmissão do eixo em destaque tornam-se obsoletos já a partir de 2023, sendo premente revisão e tratamento dentro do horizonte do PDE 2029. Isto posto, em linha com os macro objetivos levantados à transmissão pelo presente PDE, reitera-se a importância do estudo prospectivo e aprofundado para que uma solução de escoamento possa ser implementada em tempo hábil ao atendimento à expansão da geração prevista para a região NE.
9.3. Micro e Minigeração Distribuída (p. 235) Uma análise internacional mostra que essa revisão da regulamentação da MMGD está ocorrendo em diversos países, e não apenas no Brasil. Diversos países reduziram ou extinguiram as tarifas-prêmio pagas aos geradores pela energia injetada na rede. Outros países instituíram uma cobrança fixa mensal aos geradores ou passaram a cobrar uma tarifa de demanda desses consumidores para arcar com os custos fixos da rede. Adicionalmente, cabe destacar que tais alterações estão sendo praticadas internacionalmente não apenas com o foco na geração distribuída, mas sob um contexto mais amplo de modernização do setor elétrico, que busca permitir a inserção de outros recursos energéticos distribuídos (baterias, resposta da demanda e veículos elétricos, por exemplo) de forma mais eficiente.	Esta afirmação está incompleta e incorreta. Em vários países do mundo os modelos de <i>net-metering</i> e de <i>feed-in tariff</i> encontram-se em revisão, mas faltou ao PDE esclarecer que tais mecanismos foram implementados décadas antes do Brasil, havendo, portanto, atingido um patamar completamente distinto de maturidade frente ao cenário atual brasileiro. Ou seja, o momento em que estas revisões foram realizadas é significativamente diferente, com países tendo superado inúmeros GW de capacidade nominal instalada em geração distribuída solar fotovoltaica, antes de alterações nas regras. Fundamental também destacar a necessidade de se incorporar na análise do PDE um levantamento e comparação entre os diferentes gatilhos e motivações para as mudanças regulatórias ou legais mencionadas. Por exemplo: Espanha: O caso da Espanha é bastante representativo e serve de alerta às autoridades brasileiras. Em 2010, o governo espanhol alterou as regras para energia solar fotovoltaica, com impactos profundos aos consumidores com geração distribuída e demais agentes do setor. A medida, fora dos padrões internacionais, inviabilizou a energia solar fotovoltaica no país durante mais de 8 anos e provocou uma onda de judicialização, com mais de 1.500 processos de consumidores, investidores e empreendedores contra o governo espanhol. O Mercado de geração distribuída solar fotovoltaica estagnou até 2018, com amplos prejuízos econômicos e sociais, devidamente registrados historicamente. Depois de longos anos de paralisação e retrocesso, novas autoridades espanholas corrigiram os erros do passado. Em 2018, com a implementação do Real Decreto-Ley 15/2018, voltaram a viabilizar a energia solar fotovoltaica, adotando um sistema de compensação de energia elétrica similar ao utilizado atualmente no

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	Brasil. A nova regra recuperou a confiança dos consumidores, do mercado e dos investidores, abrindo caminho para a atração de milhões de euros em novos projetos e a geração de milhares de empregos de qualidade à população espanhola. EUA: Há, também, casos de sucesso, que servem de bom exemplo ao Brasil: A Califórnia (EUA), referência mundial nas regulamentações para o segmento, aplicou 20 anos de <i>net-metering</i> (1996 – 2016), dando início ao processo de atualização de suas regras apenas quando atingiu a marca de 5% de participação da geração distribuída solar fotovoltaica no atendimento de demanda elétrica de cada uma de suas distribuidoras. Ao atingir este patamar, o regulador estabeleceu que, quando injetar energia na rede, os consumidores com geração distribuída devem pagar US\$ 0,02/kWh (R\$ 0,08/kWh). A partir de 2017, a Califórnia implementou o <i>net-metering</i> 2.0, pelo qual: • Manteve a compensação de 1 para 1 kWh (tarifa média residencial/comercial = US\$ 0,19/kWh = R\$ 0,76/kWh). • Estabeleceu uma cobrança padronizada pelo uso da rede de distribuição ao se injetar energia elétrica para posterior compensação, de US\$ 0,02/kWh (R\$ 0,08/kWh = 10,5% do valor da tarifa média residencial/comercial). • Estabeleceu um custo fixo único para conexão de novos sistemas de geração distribuída solar fotovoltaica, de US\$ 75 a 150 (R\$ 300 a 600). • Proibiu a cobrança de quaisquer outros custos pelas distribuidoras, protegendo os consumidores de arbitrariedades e abusos, evitando também a criação de barreiras artificiais ao desenvolvimento do mercado. Tal pagamento equivale a apenas 10,5% da tarifa de energia elétrica dos consumidores residenciais e comerciais da Califórnia, valor muito inferior aos propostos pela ANEEL para o Brasil, que variam entre 34% (Alternativa 2) e 60% (Alternativa 5). O estado californiano também garantiu ao setor estabilidade e previsibilidade nas mudanças, reduzindo riscos e evitando insegurança jurídica e regulatória aos consumidores, empreendedores e investidores do mercado. O resultado justo foi aplaudido pelo setor e pelo mercado.

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	Cabe destacar que, nos EUA, dezenas de estudos apontam que a energia elétrica da GD tem valor igual ou superior à tarifa de energia elétrica dos consumidores de BT.
9.3. Micro e Minigeração Distribuída (p. 235) A adequada cobrança pelo uso da rede dos micro e minigeradores passa pela definição de uma tarifa binômia com medição de demanda para estes consumidores. Portanto, a aplicação da tarifa binômia é um passo importante para a adequada sinalização econômica aos micro e minigeradores.	A ABSOLAR avalia que este debate, nos diversos segmentos do SEB, ainda carece de aprofundamento e solicita que o MME e a EPE aproveitem a oportunidade para realizar uma avaliação criteriosa e detalhada sobre o tema em questão, fugindo da análise apenas qualitativa do tema. Nesse mérito, não considera a EPE aqui a necessidade de medidores que reflitam a contribuição de cada consumidor aos custos do sistema. Sem medição adequada, sempre haverá transferência de custos entre consumidores. No âmbito da Audiência Pública Nº 59/2018, a ANEEL reconhece que a solução ideal seria a adoção de mecanismos de medição e cobrança mais precisos, porém a Agência argumenta que uma mudança no sistema de medição poderia tornar inviável a mudança de estrutura tarifária. A ABSOLAR enfatiza que implementar novos modelos tarifários sem a adequada medição dos serviços utilizados e proporcionados por cada consumidor não evitará a ocorrência de transferência de custos entre consumidores, na medida em que sempre se utilizará de aproximações que podem trazer efeitos adversos para grupos específicos de consumidores. Por exemplo, quando a tarifa não varia de acordo com o perfil de consumo, os consumidores que usam mais eletricidade nos horários de pico do sistema são subsidiados por aqueles que consomem menos nos horários de pico, independentemente de seus investimentos próprios em ações de gestão de energia. Ou seja, sem a medição adequada, qualquer modelo tarifário resultaria em um conjunto de subsídios cruzados, capazes, neste caso, de resultar em prejuízos para parcela considerável de consumidores, em detrimento justamente dos consumidores de menor poder aquisitivo. A variação da carga em períodos de menor atividade econômica e a redução de consumo por parte dos consumidores representam riscos inerentes ao negócio da distribuição, para os quais existem processos de revisão e reajuste tarifário periódicos capazes de promover o necessário equilíbrio econômico-financeiro para as distribuidoras. Blindar as distribuidoras destes riscos representaria uma transferência destes para os consumidores, em favor dos agentes de distribuição de energia elétrica e em prejuízo dos consumidores, dando origem a um novo mecanismo de aumento tarifário sobre os últimos.

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	Desse modo, a ABSOLAR propõe que quaisquer mudanças ao modelo tarifário da baixa tensão sejam acompanhadas da incorporação de equipamentos de medição mais modernos e apropriados para uma nova fase de desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, com maior nível de granularidade, capazes de incorporar sinais locais, horários e a valoração dos benefícios sistêmicos das medidas de gestão de energia, aprimorando de forma estrutural a alocação de custos entre todos os usuários do sistema. Tal medida trará maior aderência entre preços e custos ao modelo tarifário da baixa tensão, conforme observado em países desenvolvidos que já aplicam sistemas de medição inteligente em suas redes há mais de uma década. A ABSOLAR avalia que a transição para a medição inteligente e os estudos necessários devem ser iniciados no âmbito do processo atual de revisão do modelo tarifário, acompanhando as tendências internacionais, sem postergá-los para uma desnecessária fase seguinte de aprimoramento do modelo tarifário. Sugere-se que a EPE e o MME comecem a avaliar modelos de transição para medidores inteligentes e tarifas horárias (TOU - <i>Time of Use</i>). Está prevista para 2021 a implantação dos preços horários no ambiente de contratação livre e deve-se aproveitar as informações e conhecimentos advindos da implantação desta evolução das tarifas do ACL para avaliar como se comporta a variação de preços da tarifa de energia elétrica neste novo cenário, bem como para que se possa aproveitar este conhecimento agregado para a definição de aprimoramentos dos mecanismos tarifários de consumidores do ACL, incluindo na baixa tensão. Cabe destacar que a operação sob preços horários para o ACL sinaliza a existência de uma demanda elevada por energia elétrica nos períodos diurnos, que precisa ser adequadamente representada nos sinais de preço apresentados à sociedade. Tais sinalizações realistas contribuirão de forma contundente para ações responsivas de gestão de energia por parte dos consumidores de baixa tensão, contribuindo para o alívio da operação e manutenção das redes de baixa tensão, bem como proporcionando a postergação de investimentos em nova infraestrutura de distribuição e transmissão para atendimento da demanda em períodos de maior consumo de energia elétrica pela sociedade. De maneira equivalente, modelos tarifários que incorporem sinais locais junto à baixa tensão, neste caso de implementação um pouco mais complexa do que a tarifação horária, poderão contribuir significativamente para uma valoração mais realista e justa das tarifas de energia elétrica da baixa tensão. Tal medida complementa, de forma sinérgica, a tarifação horária anteriormente descrita e também serve de adequado sinal econômico e financeiro para fomentar iniciativas de gestão da energia, novas tecnologias (como sistemas

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	de armazenamento de energia) e o desenvolvimento de novos serviços e produtos capazes de minimizar gargalos operacionais, de expansão e de planejamento da infraestrutura de baixa tensão do País. Ou seja, propõe-se uma metodologia de valoração, de maneira neutra e completa, dos benefícios e impactos da geração distribuída, considerando aspectos elétricos, energéticos, sociais, ambientais, econômicos e estratégicos, com o objetivo de prover maior embasamento técnico para amadurecer a discussão sobre novos modelos tarifários. Um modelo tarifário que se baseia na tarifação binômia, da forma como aplicada atualmente no SEB, inviabilizaria a geração distribuída para a baixa tensão, impactando negativamente na possibilidade de escolha do consumidor de gerar a sua própria energia a partir de fontes renováveis.
9.3. Micro e Minigeração Distribuída (p. 236) Novo mecanismo de compensação para MMGD com entrada em vigor em 2021. Para sistemas locais, foi considerado que as parcelas da tarifa FIO A, FIO B e TUSD Encargos não seriam passíveis de compensação. Na visão da EPE, são custos mantidos com a injeção da GD, e, portanto, não deveriam fazer parte da compensação. Para sistemas remotos, foi utilizado o mesmo tratamento dos sistemas locais com a retirada adicional da parcela TUSD Perdas. Por se tratar de sistemas remotos, não se pode afirmar que há uma redução de perdas com a entrada da MMGD. Inclusive, pode haver um aumento nas perdas elétricas. Portanto, é prudente desconsiderar a parcela de perdas na compensação de sistemas remotos.	A ABSOLAR discorda dessa premissa adotada pelo PDE e considera importante uma análise técnica e quantitativa por parte do PDE para os custos e benefícios proporcionados nas componentes tarifárias pela GD. Em relação à valoração de atributos, a GD traz benefícios tangíveis ao sistema elétrico, que devem ser corretamente quantificados e alocados aos seus usuários. Diversos estudos técnicos e científicos internacionais já realizaram análises detalhadas quanto às suas contribuições à sociedade, comparando inclusive seus benefícios e custos. Tais estudos – conforme já mencionados pela ABSOLAR em contribuições anteriores ao PDE – comprovam que o saldo líquido entre benefícios e custos da inserção de geração distribuída em matrizes elétricas é vastamente positivo, sendo que os benefícios superam, por ampla margem, os custos. Em especial, os benefícios da geração distribuída não se limitam unicamente aos ganhos à infraestrutura do sistema elétrico e incorporam uma série de outros eixos estratégicos ao País. A ABSOLAR encaminhou 158 páginas de contribuições ao tema de revisão regulatória da REN 482/2012, com análises elétricas, econômicas, sociais e ambientais relevantes ao tema. Recomendamos a incorporação deste conhecimento, informações, bem como dos estudos internacionais referenciados no material, para o aprimoramento da visão apresentada pelo PDE, que não está alinhada às melhores práticas internacionais sobre o tema.

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	É fundamental que a EPE e o MME passem e incorporar tais análises e dados em suas avaliações, políticas, programas e demais iniciativas de interesse público e setorial.
9.3. Micro e Minigeração Distribuída (p. 238) Cabe destacar que mesmo com as alterações regulatórias assumidas, que trarão maior sustentabilidade para o setor, o mercado de MMGD deve atingir montante expressivo no final do horizonte. A perda momentânea na atratividade deve ser compensada por reduções de custo da tecnologia e inovações financeiras e em modelos de negócio, que permitirão aumentar a capilaridade e a eficiência dos investimentos em MMGD.	A ABSOLAR discorda das afirmações apresentadas pelo PDE e considera que tais afirmações são subjetivas e pouco embasadas técnica e economicamente. Propõe-se que a EPE abra suas planilhas de cálculos, premissas e números de forma exaustiva para tal conclusão. A ABSOLAR encaminhou 158 páginas de contribuições ao tema de revisão regulatória da REN 482/2012, com análises elétricas, econômicas, sociais e ambientais relevantes ao tema. Recomendamos a incorporação deste conhecimento, informações, bem como dos estudos internacionais referenciados no material, para o aprimoramento da visão apresentada pelo PDE, que não está alinhada às melhores práticas internacionais sobre o tema.
9.4. Armazenamento Atrás do Medidor (p. 239) No Brasil, o uso de baterias ainda é pouco utilizado em função do seu elevado custo e das poucas possibilidades de aplicação com retorno financeiro e ainda de questões ambientais relacionadas à sua utilização (entre as quais, o descarte, a reciclagem).	O PDE 2029 adota uma visão muito restritiva sobre o papel do armazenamento no setor elétrico brasileiro durante os próximos 10 anos, concluindo que sistemas atrás do medidor ainda não são economicamente viáveis e terão uma contribuição marginal durante a próxima década. Em vários mercados internacionais, especialmente EUA, Austrália, Alemanha, Japão e Coreia do Sul, observa-se o uso crescente de sistemas de armazenamento de energia elétrica descentralizados (SAED), localizados “atrás do medidor” (<i>behind-the-meter</i>) das unidades consumidoras. Os motivos para o uso deste sistemas são variados e incluem fatores tais como: assegurar qualidade no fornecimento de energia, evitar consumo de energia da rede em horários com tarifação de ponta (por exemplo: tarifa binômica para usuários em baixa tensão na Califórnia), melhor aproveitamento da energia gerada por sistemas de geração distribuída (por exemplo: para evitar “<i>curtailment</i>” de geração em vários estados dos EUA, ou tarifas de compensação desvantajosas na Alemanha e demais países da União Européia). Adicionalmente, existem programas para substituir linhas de transmissão em áreas rurais por sistemas fotovoltaicos com baterias (por exemplo: programa da distribuidora Horizon Power no estado de Western Austrália).

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	No Brasil, recentemente foram implementados vários projetos de P&D, oriundos da chamada ANEEL 20/2016. No entanto, é importante ressaltar que também já existe um número crescente de projetos descentralizados operados por usuários comerciais, industriais e até residenciais conectados à rede. Na sua maioria, estes sistemas estão localizados nos estados de São Paulo, Paraná, Bahia, Maranhão e Minas Gerais e são operados por consumidores cativos conectados em média tensão. Vale a pena observar que muitos destes sistemas foram projetados ou estão sendo operados por associados da ABSOLAR. Importante ressaltar a importância do marco regulatório para o avanço deste mercado. Sistemas existentes atualmente operam em uma situação de “vácuo regulatório”, sendo que as principais resoluções normativas e procedimentos da ANEEL não estabelecem regras para sistemas de armazenamento, localizados em unidades consumidoras e conectados à rede. A ABSOLAR propõe que para os sistemas atrás do medidor sejam avaliados diferentes cenários para a tecnologia, tais como: preços diferentes do proposto pela EPE (considerando um gradiente de preços) e cenário considerando desonerações fiscais. Além disso, propõe-se que a EPE faça um roadmap de tecnologias, principalmente baterias de íons de lítio e baterias de fluxo e respectiva previsão de redução de preços. Sistemas de armazenamento descentralizados (SAED) são capazes para gerar múltiplos benefícios, tanto para consumidores, como para distribuidores de energia elétrica. Recomendamos que seja feito um estudo exaustivo para mapear e quantificar estes benefícios. A ABSOLAR, desde já, se coloca à disposição para apoiar estas avaliações através da expertise que seus associados adquiriram na implementação da primeira geração de sistemas descentralizados no Brasil. Importante o estabelecimento de sinais de preços: a ABSOLAR recomenda que a discussão sobre a tarifa binômia para usuários em baixa tensão leve em consideração os avanços tecnológicos e a rápida redução de custos de sistemas de armazenamento descentralizados. Neste sentido, propõe-se que a metodologia para medição de consumo e faturamento seja a mais detalhada e exata possível, aproveitando-se da disponibilidade de medidores inteligentes. Desta forma os sinais econômicos recebidos pelos consumidores de energia não somente incentivarão comportamentos de consumo mais racionais, mas também o uso de sistema de armazenamento, sempre quando for vantajoso.

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
9.4. Armazenamento Atrás do Medidor (p. 240) Como referência, uma bateria residencial de íon-lítio. Isso acontece em lugares onde a energia injetada na rede vale menos do que a tarifa da distribuidora. Dessa forma, é mais vantajoso “guardar” a energia produzida pela GD para consumo posterior custa em 2019 aproximadamente R\$ 4.000,00/kWh. No entanto, dadas as expectativas de redução de custo da tecnologia, a EPE buscou avaliar neste PDE as perspectivas para sua entrada no horizonte do Plano.	A ABSOLAR contesta o valor de R\$ 4.000/kWh, com base nas seguintes considerações: • Preços atuais praticados no Brasil: em pesquisa preliminar realizada com os associados da ABSOLAR, os preços atuais praticados por integradores de sistemas no Brasil têm como valor de referência para um sistema nacionalizado no Brasil, já com todos os tributos incidentes, o valor de aproximadamente US\$ 705,00/kWh. Dependendo da premissa de câmbio este valor equivaleria a R\$ 2.700-3.000/kWh. • Preços atuais nos EUA: o custo equivalente seria por volta de US\$ 400-500/kWh, ou seja, algo em retorno R\$ 1.600-2.100/kWh. Embora este patamar de preços atualmente não seja praticável no Brasil, devido ao elevado custo de nacionalização de baterias e demais componentes de sistemas de armazenamento, a ABSOLAR recomenda à EPE e ao MME rodar uma avaliação econômica para poder mostrar o potencial que sistemas de armazenamento poderiam agregar aos usuários brasileiros, baseado em tecnologias e preços atuais, já praticados no exterior. • Previsão de redução futura de preços: a EPE menciona uma previsão de redução anual de preços de 7,6%. Embora seja muito difícil prognosticar a evolução futura dos preços, 7,6% p.a. parece ser bastante conservador. Considerando o seguinte cenário: • Em um sistema de US\$ 400,00/kWh, a bateria representa aproximadamente 50% do valor total do sistema, ou seja, em torno de US\$ 200,00/kWh. Há indícios que no setor automotivo o custo de baterias para automóveis com propulsão elétrica está abaixo desta faixa de preços. Verificar em: https://www.electrive.com/2019/09/09/id-3-batteries-cost-vw-under-100-per-kilowatt-hour/. • Embora existam diferenças tecnológicas importantes entre baterias voltadas para mobilidade elétrica e baterias para fins estacionários, recomendamos efetuar uma análise de cenário usando como premissa o valor de US\$ 100,00/kWh para o conjunto de baterias e o valor de US\$ 275-400/kWh para o sistema de armazenamento completo, ou seja R\$ 1.000-1.500/kWh. Embora estes valores não sejam acessíveis atualmente, recomenda-se analisar este cenário a título de teste de sensibilidade.
9.4. Armazenamento Atrás do Medidor (p. 242)	

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
Como pode ser observado, somente a preços na faixa de R\$ 800/kWh que o investimento teria retorno positivo. Atualmente, o preço está na faixa de R\$ 4000/kWh e, com base na literatura (Schmidt et al., 2019), se espera uma redução no preço de 7,6% a.a., o que levaria o preço para R\$ 1.800,00/kWh em 2029. Portanto, ainda estaria acima do necessário para a viabilidade. Caso seja aplicada a tarifa binômia, há uma piora na viabilidade e em nenhum caso há retorno positivo.	Com o apoio de seus associados, a ABSOLAR elaborou estimativa de viabilidade para cada distribuidora do País que mostram resultados de VPL positivos até para sistemas com custo a partir de R\$ 2.800/kWh. Os dados estão disponibilizados na Tabela 1 ao final deste documento. A Tabela a seguir apresenta os resultados de uma análise simplificada de VPL, usando as seguintes premissas técnicas e econômicas: • Tamanho de sistema: 500 kWh – 1.500 kWh; • Duração de armazenamento: 3-4 horas; • Tecnologia de bateria: Li-Ion • Vida útil: 5.000 ciclos; • Profundidade de descarga: 90%; • Eficiência total (<i>roundtrip efficiency</i>): 80%; • Degradação anual: 1,50%; • Custo O&M: 1,50% do CAPEX p.a.; • Ajuste anual tarifário: 3,00%; Importante ressaltar que estas premissas são meramente ilustrativas e que os parâmetros técnicos de sistemas de armazenamento oferecidos pelos associados da ABSOLAR podem divergir deste cenário. Importante ressaltar também que esta análise simplificada de viabilidade econômica somente leva em consideração os benefícios oriundos da exploração do delta tarifário entre horário ponta e fora-ponta, sem levar em consideração outros benefícios que sistemas de armazenamento podem proporcionar (exemplos: redução da demanda contratada, controle de qualidade no suprimento de energia, backup em caso de falha de rede, entre outros).
9.4. Armazenamento Atrás do Medidor (p. 245) Os resultados das simulações demonstram que a viabilidade econômica de investimentos em baterias no Brasil está longe de ocorrer. No entanto, cabem	Importante considerar o peso tributário para os componentes de sistemas de armazenamento. As análises devem ser feitas com cenário de sensibilidade de desoneração, para poder mensurar de forma mais adequada o potencial de sistemas de armazenamento de agregar valor ao SEB. Não faz sentido realizar comparações de custos e benefícios com premissas de tributação de 80% para sistemas de armazenamento, carga tributária aplicada atualmente à tecnologia.

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
algumas ressalvas: (i) os cálculos foram feitos para alguns casos típicos. Cada consumidor tem um perfil de consumo, e isso pode alterar os resultados da simulação. (ii) as simulações foram feitas com base nas tarifas de eletricidade atuais, com reajuste conforme a inflação. Uma trajetória diferente dessa pode alterar as perspectivas. O mesmo é válido para o preço do diesel; (iii) o mercado de baterias de íon-lítio no Brasil ainda é bastante restrito, havendo pouca opção de fornecedores e equipamentos disponíveis. Uma maior oferta pode reduzir os preços além do esperado; (iv) há alta carga tributária na importação de baterias. O custo aumenta em cerca de 80%, segundo dados de mercado. Portanto, uma alteração dessa condição também pode trazer os preços da bateria para patamares mais próximos da viabilidade.	
Armazenamento Centralizado (NOVO ITEM)	É imprescindível que a EPE faça uma avaliação mais aprofundada sobre o potencial de sistemas de armazenamento de grande porte e de armazenamento no contexto de sistemas elétricos isolados. Existem diversas aplicações de grande porte para a tecnologia, como prestação de serviços ancilares e de auxílio na despachabilidade de fontes renováveis com alta variabilidade que também devem ser analisadas. Necessidade e viabilidade de inserção de tecnologia de armazenamento de energia elétrica no Brasil, principalmente com o aumento das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, pois seus benefícios ao sistema são potencializados, ainda mais com a implantação do preço horário. Adicionalmente, o sistema de armazenamento possibilita novos arranjos regulatórios e comerciais, como na utilização de serviços ancilares, preço horário, redução de “curtailment” e venda por capacidade da energia.

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	Destaca-se a importância de efetuar análises mais aprofundadas sobre a futura relevância de sistemas de armazenamento nas seguintes áreas: • Assegurar despachabilidade de fontes renováveis variáveis: realizar uma comparação holística de benefícios de sistemas de armazenamento localizados próximos às fontes variáveis, ou em pontos neurálgicos da rede vs. uso de usinas PCH, CGH ou gás + custos de reforços de rede; • Sistema de armazenamento como usinas de potência: realizar comparação holística de benefícios focando em áreas não atendidas por gás natural e com pouca disponibilidade de recursos hídricos; • Sistemas de armazenamento para otimizar/diferir investimentos em T&D: ○ Realizar análises que apontam à viabilidade desta opção (p.ex. case da Eletropaulo, apresentado no Storage Day na Intersolar South America 2019); ○ Exigir holística de benefícios em relação à expansão 'convencional' da infraestrutura T&D, principalmente levando em consideração as dificuldades apontadas pela própria EPE (Box 4.2. Desafios na transmissão, p. 106). <u>1. Integração de geração renovável variável ao SIN</u> dando maior “despachabilidade” aos projetos solares fotovoltaicos e eólicos: fontes renováveis variáveis (eólica + solar fotovoltaica) atualmente representam 10% da matriz elétrica brasileira. A expectativa é que a participação destas fontes cresça para 50% nas próximas décadas. Diante desta tendência a questão da integração destas fontes em uma matriz predominantemente hidrotérmica fica cada vez mais relevante. No entanto, devido à redução rápida no custo de baterias, além de vantagens ambientais, SAEs surgem como alternativa cada vez mais viável para assegurar a despachabilidade de fontes renováveis variáveis. Segue projeto de referência internacional: https://www.aes.com/news-and-views/press-releases/press-release-details/2019/AES-and-KIUC-Make-History-with-Worlds-Largest-Solar-PV-Peaker-Plant/default.aspx. No Brasil, atualmente não existem mecanismos de contratação de capacidade de armazenamento, seja como serviço independente ou no contexto de plantas 'híbridas' (geração variável + armazenamento) e, portanto, não existe nenhuma atividade de desenvolvimento deste tipo de projetos, exceto projetos de P&D.

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	2. <u>Diferimento de investimentos nos sistemas de transmissão</u>: um dos mais relevantes problemas enfrentados para a expansão das energias renováveis no Brasil é sua alta concentração no subsistema Nordeste, que sobrecarrega o sistema de transmissão necessário para escoamento da energia dos projetos de geração. O problema da falta de disponibilidade de conexão para tais projetos pode ser endereçado de duas formas distintas: (i) expansão condizente do sistema de transmissão associado para suportar a expansão da oferta de renováveis, ou (ii) expansão em outros subsistemas com menos recursos naturais, o que tira a atratividade primordial de tais fontes. SAEs entram aqui como uma solução interessante e com viés de otimização da rede de transmissão. Um SAE acoplado a um projeto solar fotovoltaico poderia permitir que um projeto de 100 MW se conectasse a uma rede com uma capacidade menor de do que 100 MW pois estaria nos momentos de máxima irradiação armazenando essa energia para momentos de irradiações menores. Isso gera uma capacidade de otimização do sistema de transmissão que traz grande valor agregado ao SAE. Segue projeto de referência internacional: https://blog.fluenceenergy.com/aps-aes-bring-energy-storage-to-arizona-customers. No Brasil atualmente carece de um arcabouço regulatório que incentiva o uso de sistemas de armazenamento como alternativa à expansão dos sistemas de transmissão. 3. <u>Regulação de frequência e outros serviços 'ancilares'</u>: para manter a estabilidade dos sistemas elétricos, toda a infraestrutura elétrica deve estar funcionando em uma frequência pré-determinada, dentro dos limites operativos aceitáveis. Pelo rápido tempo de resposta dos sistemas de armazenamento de energia, esta tecnologia pode contribuir para a manutenção de frequência, injetando ou absorvendo potência ativa com base em algoritmos desenvolvidos para esta aplicação. Segue projeto de referência internacional: http://www.greensmithenergy.com/greensmith-energy-selected-by-leclanche-for-grid-scale-20-megawatt-energy-storage-system/. Atualmente, poucos serviços ancilares são remunerados no Brasil e quando são, recebem basicamente o ressarcimento dos custos incorridos ou são prestados por valores baixos, sem um modelo competitivo com viés de mercado, como se vê em outros países.

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	<u>Armazenamento de energia elétrica para facilitar despachabilidade de fontes renováveis variáveis:</u> a ABSOLAR propõe para discussões iniciais os seguintes pontos: • Na eventualidade de criação de um leilão específico para suprir a capacidade de ponta do SIN, que os SAEs sejam considerados como passíveis de ofertar através de plantas híbridas com fontes como solar fotovoltaica e eólica. • No cálculo dos atributos para os SAEs, que visará equalizar todas as fontes de geração de acordo com os reais benefícios que cada uma traz ao sistema, deveria constar a contribuição dos SAEs na flexibilidade operativa que fornece através de plantas híbridas e ao real alívio operativo que pode trazer ao sistema ao disponibilizar geração na ponta de carga do SIN. <u>Diferimento de investimentos em T&D através de sistemas de armazenamento:</u> nesta linha, a ABSOLAR propõe para discussões iniciais os seguintes pontos: • Criação de um novo produto nos leilões regulados: SAE; • Os SAEs poderiam ser dimensionados e comprovados para a EPE de modo a otimizar a utilização da rede de transmissão em projetos já existentes e/ou em projetos novos ofertando no mesmo leilão; • Como todo novo produto/tecnologia, seria necessária inicialmente uma reserva de demanda para atendimento dos SAEs; • No cálculo dos atributos para os SAEs, que visará equalizar todas as fontes de geração de acordo com os reais benefícios que cada uma traz ao sistema, deveria constar zero investimento em transmissão, posto que eles estariam utilizando a rede já existente. <u>Armazenamento para serviços ancilares:</u> nesta linha, a ABSOLAR propõe para discussões iniciais os seguintes pontos: • Necessidade de revisão do marco regulatório de modo a trazer mecanismos de mercado para a remuneração dos serviços ancilares no Brasil, especialmente no que tange a regulação de frequência; • Realização de estudos mais aprofundados para avaliar, justificar e finalmente viabilizar de forma adequada a entrada do SAE num serviço prestado atualmente pelas usinas hidráulicas;

Item PDE 2029	Contribuições ABSOLAR
	Como a Agenda Regulatória da ANEEL prevê para Q1 2020 a revisão da REN ANEEL n° 697/2015, a EPE deve se preparar no sentido de contribuir para os dois pontos acima (encontrar o melhor enquadramento para os SAEs dentro da legislação corrente e futura de serviços ancilares; e propor metodologias de remuneração dos serviços ancilares com visão de promoção de competitividade).
Armazenamento no contexto de sistemas elétricos isolados (NOVO ITEM)	Para aprofundar a análise sobre o potencial de armazenamento no contexto de sistemas elétricos isolados, o PDE deve realizar análise de holística de benefícios de sistemas solares fotovoltaicos com armazenamento em comparação com sistemas termoeletrônicos no Norte do Brasil. Além disso, importante também que a avaliação incorpore pelo menos cenários de atrasos na implantação de projetos de suprimento de gás natural e cenários hidrológicos adversos.
9.5. Um Visão de Futuro para os Recursos Energéticos Distribuídos	A análise carece em desenvolver uma visão do futuro de REDs para usuários comerciais e principalmente residenciais.
NT_CME_EPE_DEE-NT-057_2019-r0- Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo – 2019 Tabela 13 - Fator de Capacidade para Projetos Candidatos à Expansão não Despachados Centralizadamente	Conforme valores verificados pelo ONS em seu Boletim Mensal de Geração Fotovoltaica, a ABSOLAR considera os valores adotados pela EPE como conservadores e baixos. Sugere-se que a EPE faça um levantamento mensal com base nos dados registrados e publicados pelo ONS. À título de exemplo, para o ano de 2019, o valor para o NE foi de 25,9% enquanto os valores para o SE chegaram a 36,1%. Importante, no horizonte decenal, o PDE considerar os avanços tecnológicos ainda esperados para a geração centralizada solar fotovoltaica como, por exemplo, rastreamento de um ou dois eixos, módulos bifaciais, sistemas de operação e manutenção mais robustos, inteligência artificial para os otimizadores e conectores.



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

Tabela 10 - Acompanhamento do fator de capacidade de usinas solares fotovoltaicas.

Estado	Ponto de Conexão	Usina/Conjunto	Estrutura	Geração Média (MWmed) ⁽¹⁾				Fator Cap. Verificado (%) ⁽¹⁾⁽²⁾				Potência Nominal (MW) ⁽³⁾	Garantia Física (MW) ⁽⁴⁾	Fator Cap. Previsto (%) ⁽⁵⁾	Início da Operação ⁽⁶⁾
				2018	Últ. 12 Meses	2019	Mês Atual	2018	Últ. 12 Meses	2019	Mês Atual				
BA	Bom Jesus da Lapa - 230 kV	Conj. Lapa	Rast. 1 eixo	17,6	17,8	17,8	19,6	29,3%	29,6%	29,6%	32,7%	60	17,40	29,0%	18/05/2017
BA	Bom Jesus da Lapa - 69 kV	Conj. BJI	Rast. 1 eixo	4,3	10,8	11,6	13,0	26,1%	27,9%	29,1%	32,4%	40	10,00	25,0%	12/05/2018
BA	Bom Jesus da Lapa - 69 kV	Conj. Bom Jesus	Rast. 1 eixo	16,5	18,2	18,4	21,4	27,6%	30,3%	30,7%	35,6%	60	16,80	28,0%	18/04/2017
BA	Bom Jesus da Lapa - 69 kV	Conj. São Pedro	Rast. 1 eixo	2,0	13,8	15,8	19,0	24,5%	28,5%	29,3%	35,2%	54	16,00	29,6%	08/11/2018
BA	Juazeiro II - 230 kV	Conj. Juazeiro Solar	Rast. 1 eixo	1,4	27,8	35,2	41,6	21,9%	28,8%	29,3%	34,7%	120	34,80	29,0%	12/12/2018
BA	Tabocas - 230 kV	Conj. Horizonte	Rast. 1 eixo	17,9	22,2	22,5	26,3	27,6%	28,7%	29,0%	34,0%	77,4	24,50	31,7%	01/03/2018
BA	Tabocas - 230 kV	Conj. Ituverava	Rast. 1 eixo	47,7	48,5	48,2	52,7	24,3%	24,7%	24,6%	26,9%	196	58,80	30,0%	03/06/2017
CE	Aquiraz II - 69 kV	Conj. Sol do Futuro	Rast. 1 eixo	-	10,1	13,5	21,6	-	19,9%	19,9%	26,6%	81	19,50	24,1%	15/02/2019
CE	Quixerê - 230 kV	Conj. Calcário	Rast. 1 eixo	3,1	25,0	29,3	33,9	25,1%	22,5%	22,2%	25,6%	132	34,80	26,4%	28/11/2018
PB	Coremas - 230 kV	Conj. Rio Alto	Fixa	2,0	12,0	13,4	16,4	17,9%	23,2%	24,7%	30,4%	54	13,80	25,6%	16/10/2018
PE	Tacarutu - 230 kV	Conj. Tacarutu	Fixa	2,0	1,9	1,8	1,9	20,4%	19,1%	18,1%	19,3%	10	1,96	19,6%	01/09/2015
PI	São João do Piauí - 500 kV	Conj. Nova Olinda	Rast. 1 eixo	59,8	58,9	58,7	77,4	28,5%	28,1%	28,0%	36,9%	210	61,60	29,3%	01/12/2017
RN	Açú II - 138 kV	UFV Assú V	Rast. 1 eixo	8,1	8,1	7,8	8,8	27,0%	27,1%	26,1%	29,2%	30	9,20	30,7%	23/12/2017
RN	Mossoró II - 230 kV	Conj. Floresta	Fixa	12,8	15,7	16,5	22,7	14,8%	18,2%	19,2%	26,4%	86	25,10	29,2%	01/12/2017
MG	Paracatu 4 - 138 kV	Conj. Paracatu	Fixa	-	18,6	24,8	34,4	-	19,4%	19,4%	26,1%	132	34,00	25,8%	09/01/2019
MG	Pirapora 2 - 138 kV	Conj. Pirapora	Rast. 1 eixo	78,4	92,0	94,3	109,7	26,5%	28,6%	29,4%	34,2%	321	85,20	26,5%	18/08/2017
SP	Água Vermelha - 138 kV	Conj. Boa Hora	Fixa	-	5,9	7,9	17,2	-	15,2%	15,2%	25,0%	69,12	15,90	23,0%	09/03/2019
SP	Dracena - 138 kV	Conj. Dracena	Rast. 1 eixo	-	3,4	4,6	16,8	-	17,7%	17,7%	20,7%	81	-	-	06/07/2019
SP	Getulina - 138 kV	Conj. Guaimbê	Fixa	24,5	30,4	30,6	33,0	19,6%	20,2%	20,4%	22,0%	150	29,50	19,7%	01/02/2018
NE	-	TOTAL	-	195,3	290,8	310,5	376,2	25,3%	25,8%	25,9%	31,1%	1210,4	344,3	28,4%	-
SE	-	TOTAL	-	102,9	150,3	162,2	211,2	34,8%	36,1%	36,1%	46,6%	753,1	164,6	21,9%	-
SIN	-	TOTAL	-	298,2	441,0	472,8	587,4	27,9%	28,6%	28,7%	35,3%	1963,5	508,9	25,9%	-

(1) Valores considerados a partir das datas de entrada em operação comercial das usinas ou das datas de vigência dos ajustamentos operativos que estabelecem os conjuntos.

(2) Em verde: Fator de capacidade verificado ao menos 5% maior que o previsto. Em vermelho: Fator de capacidade verificado ao menos 5% menor que o previsto.

Tabela 1 - Análise de VPL para diferentes custos de sistemas de armazenamento em diferentes áreas de concessão

Distribuidora	Tarifa ponta (R\$/MWh) A4 Verde	Tarifa fora- ponta (R\$/MWh) A4 Verde	Delta tarifa fora- ponta - ponta (R\$/MWh) A4 Verde	VPL com taxa de desconto de 6,5% para cenários de capex para sistemas de armazenamento (R\$/kWh)				
				4.000	2.800	1.600	1.200	1.000
CELPA	3754,37	438,06	3.316	positivo	positivo	positivo	positivo	positivo
ETO	3384,30	401,06	2.983	negativo	positivo	positivo	positivo	positivo
COELBA	3000,82	394,00	2.607	negativo	positivo	positivo	positivo	positivo
AMPLA	3179,43	584,44	2.595	negativo	positivo	positivo	positivo	positivo
CEMAR	2853,57	369,50	2.484	negativo	positivo	positivo	positivo	positivo
EPB	2672,16	375,16	2.297	negativo	positivo	positivo	positivo	positivo
COSERN	2487,04	413,96	2.073	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
EMG	2512,97	496,61	2.016	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
ESE	2416,90	404,81	2.012	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
EMS	2376,17	423,33	1.953	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
CEMIG	2285,27	509,51	1.776	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
EMT	2182,53	462,71	1.720	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
RGE	2146,69	480,88	1.666	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
CELPE	2018,01	398,94	1.619	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
CEA	1938,91	337,97	1.601	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
CEAL	1991,96	413,03	1.579	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
ELEKTRO	2060,84	500,27	1.561	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
ESCELSA	2003,60	458,79	1.545	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
EBO	1908,37	403,33	1.505	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo

CELG	1940,80	447,17	1.494	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
Light	2038,92	569,76	1.469	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
CEEE	1822,12	391,31	1.431	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
COPEL	1937,15	507,74	1.429	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
CEPISA	1858,96	445,13	1.414	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
COELCE	1811,04	406,85	1.404	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
ELETROACRE	1713,66	332,20	1.381	negativo	negativo	positivo	positivo	positivo
CELESC	1760,73	521,51	1.239	negativo	negativo	negativo	positivo	positivo
CERON	1580,20	403,93	1.176	negativo	negativo	negativo	positivo	positivo
AmE	1611,56	566,99	1.045	negativo	negativo	negativo	negativo	positivo
CEB	1460,89	478,81	982	negativo	negativo	negativo	negativo	positivo
CPFL Paulista	1384,01	417,97	966	negativo	negativo	negativo	negativo	positivo
Bandeirante	1368,77	404,73	964	negativo	negativo	negativo	negativo	positivo
CPFL Piratininga	1236,60	397,16	839	negativo	negativo	negativo	negativo	negativo
ELETROPAULO	1151,39	409,56	742	negativo	negativo	negativo	negativo	negativo