

ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 001/2019

**NOME DA INSTITUIÇÃO:
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – ABSOLAR**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 001/2019

EMENTA: Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório - AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (Resolução Normativa nº 482/2012).

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

Contribuições iniciais e pontos relevantes para o debate desta consulta pública:

A ABSOLAR entende como muito positiva e bem-vinda a iniciativa da ANEEL de abrir a Audiência Pública nº 001/2019 (AP 001/2019) para obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório (AIR) sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (GD) estabelecidas pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 (REN 482/2012).

A ABSOLAR cumprimenta a ANEEL pelo reconhecimento, incorporação e avaliação de atributos da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica (GDFV) na AIR. A metodologia de valoração dos benefícios e custos da GDFV, ponderando de forma técnica e qualificada estes fatores, está alinhada com as recomendações trazidas pela ABSOLAR nas etapas prévias deste processo de revisão regulatória. Tal abordagem permitirá à ANEEL analisar, de forma profissional e abrangente, os benefícios líquidos trazidos pela GDFV em prol da sociedade brasileira, contribuindo significativamente para o processo decisório sobre os rumos da REN 482/2012.

No entanto, a ABSOLAR destaca que é fundamental que a valoração de atributos da GDFV abranja os aspectos elétricos, energéticos, sociais, ambientais, econômicos e estratégicos relativos à REN 482/2012. Neste sentido, observa-se que a proposta inicialmente apresentada pela ANEEL para valoração dos atributos da GDFV em sua AIR apresenta-se incompleta, tendo abordado apenas uma parcela limitada destes atributos, em especial um pequeno subconjunto de atributos elétricos e energéticos. Ainda, a metodologia proposta também não incorporou em seu modelo de valoração econômico-financeira os aspectos sociais, ambientais e estratégicos, de elevado e tangível valor para a sociedade brasileira.

Tal metodologia requer a aplicação de parâmetros de cálculo coerentes, realistas e adequados para a correta valoração dos atributos da GDFV. Neste âmbito, a ABSOLAR destaca a necessidade de aprimoramentos em diversos fatores, premissas e critérios aplicados à valoração de atributos inicialmente proposta pela AIR. Sem estes ajustes, o processo de análise de atributos poderá ser profundamente comprometido, trazendo informações imprecisas sobre a contribuição que a GDFV traz à sociedade brasileira e levando a conclusões equivocadas sobre os melhores encaminhamentos a serem endereçados pelo regulador.

Adicionalmente, a ABSOLAR recomenda que sejam observadas as seguintes premissas para alterações à REN 482/2012:

- Antes de qualquer mudança, as regras devem ser previamente conhecidas pelo setor, bem como escalonadas em calendário de implementação gradual;
- Qualquer transição da resolução deve ser feita de forma gradual e planejada, ao longo de um período de no mínimo 10 anos, e estar condicionada à ocorrência / verificação de gatilhos de penetração mínima da GD. Conforme detalhado nesta proposta da ABSOLAR, estes gatilhos devem ser expressos em termos de porcentagem da demanda elétrica (MW médios ou TWh) atendida pela microgeração e minigeração distribuída, de valor não inferior a 5% da demanda elétrica total do sistema;
- Assegurar a garantia da segurança jurídica e a estabilidade regulatória, não havendo a implementação de nenhuma medida retroativa, sendo quaisquer alterações válidas somente para novas conexões que ocorrerem após a efetiva entrada em vigor do novo modelo; e
- Para fins de planejamento setorial, a geração distribuída deve ser considerada como uma medida de eficiência energética, especialmente a parcela da energia consumida instantaneamente, que efetivamente não interage diretamente com o Sistema Interligado Nacional (SIN). Eventuais reduções de consumo de energia elétrica e perdas de receita de distribuidoras não são ocasionadas exclusivamente pela GD. Inúmeras outras medidas possuem efeito similar, tais como: (i) mudanças nos padrões de consumo; (ii) substituição de equipamentos por outros mais eficientes (ex: lâmpadas, eletrodomésticos, entre outros); (iii) evolução tecnológica; (iv) melhoria de infraestrutura interna; entre outros. Alterações de consumo que ocorrem “atrás do medidor” (*behind-the-meter*) não devem ser contabilizadas como prejuízo às distribuidoras e representam riscos de mercado inerentes à atividade econômica do contrato de concessão, de modo que o consumidor não pode ser penalizado, culpabilizado, onerado ou desincentivado por reduzir seu consumo, seja por tornar-se mais eficiente, inovar ou simplesmente por economizar.

Na visão da ABSOLAR, a meta principal do processo de revisão e aprimoramento da REN 482/2012 é de incentivar e reduzir barreiras à geração distribuída a partir de fontes renováveis. A REN 482/2012 e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) são importantes avanços de paradigma para o setor elétrico nacional, pois democratizam o acesso e incentivam a geração distribuída a partir de fontes renováveis pela sociedade brasileira, dando maior liberdade de escolha, gestão de gastos com energia elétrica e empoderando os consumidores cativos. Desse modo, a REN 482/2012 é considerada pelo setor solar fotovoltaico brasileiro como um pilar fundamental para o desenvolvimento de um setor elétrico brasileiro moderno e alinhado aos anseios e expectativas da sociedade, contribuindo para uma

participação mais ativa e consciente dos consumidores na matriz elétrica nacional e contribuindo para a evolução do setor pautado em fontes renováveis, limpas, sustentáveis, que auxiliam na diversificação, segurança energética e competitividade do SEB.

Por isso, o estabelecimento de um modelo parcial de compensação de créditos de energia elétrica impactaria negativamente este processo, representando efetivamente um desincentivo à decisão de consumidores residenciais, comerciais, industriais, rurais e públicos de realizar investimentos próprios para gerar energia elétrica a partir de fontes renováveis. Um desincentivo desta natureza não condiz com o amplo interesse e apoio da sociedade brasileira à geração distribuída a partir de fontes renováveis. Pelo contrário: a sociedade tem sinalizado que espera das lideranças públicas mais investimentos e incentivos às fontes renováveis de energia, mais empoderamento e autonomia para suas escolhas e uma maior participação da geração distribuída na matriz elétrica nacional.

Com o objetivo de apresentar objetivamente a visão do setor solar fotovoltaico sobre os aprimoramentos necessários para a AIR, a fim de corretamente mensurar o valor da GDFV para a sociedade, a contribuição da ABSOLAR está estruturada para apontar premissas mais realistas e adequadas a serem utilizadas na AIR, bem como evidenciar seus efeitos positivos no VPL para o setor e a sociedade brasileira. Portanto, a ABSOLAR ressalta, de forma equilibrada, transparente e coerente, que os efeitos de uma maior participação de GD no SIN vão além de possíveis impactos à receita das distribuidoras. Os efeitos líquidos do aumento da GD no SIN são positivos para o sistema e para a sociedade brasileira como um todo, motivo que reforça a importância no papel indutor do Estado Brasileiro e da Agência Regulatória Nacional na aceleração da participação de GDFV na matriz elétrica brasileira.

Neste sentido, destacam-se os resultados obtidos a partir das premissas recomendadas e fundamentadas pela ABSOLAR. Delas, resultam valores sensivelmente positivos ao VPL para a Alternativa 0, obtidos por meio das planilhas de cálculo da AIR disponibilizadas pela ANEEL (segunda versão), quando incorporados os ajustes propostos e justificados ao longo desta contribuição pela ABSOLAR. Destaca-se que, além dos parâmetros que podem ser ajustados diretamente nas planilhas, a ABSOLAR propõe também a inclusão no cálculo dos benefícios da GDFV atributos estratégicos que foram deixados de fora da análise, dentre os quais: (i) os valores de postergação de investimentos em transmissão; (ii) os valores de postergação de investimentos em distribuição; (iii) mensuração e valoração de atributos ambientais; (iv) mensuração e valoração de atributos socioeconômicos.

→ **Microgeração local:**

| RESULTADOS | VPL do setor (R\$) | Quantidade de GD (nº) | Redução CO2 (milhões tCO2) | Empregos |
|---------------|--------------------|-----------------------|----------------------------|----------|
| Alternativa 0 | R\$15.864 | 1.895.789 | 39,74 | 355.460 |
| Alternativa 1 | R\$13.820 | 1.225.684 | 26,05 | 229.816 |
| Alternativa 2 | R\$12.823 | 1.067.767 | 22,83 | 200.206 |
| Alternativa 3 | R\$11.774 | 925.527 | 19,94 | 173.536 |
| Alternativa 4 | R\$10.294 | 752.639 | 16,42 | 141.120 |
| Alternativa 5 | R\$7.650 | 497.929 | 11,24 | 93.362 |

| Parâmetro ajustado | Unidade | Valor recomendado |
|--|---------|-------------------|
| Redução anual da energia gerada | %/ano | 2,0% |
| Custo de capital de investimento em microgeração distribuída | %/ano | 7,00% |
| Taxa de desempenho do sistema (Performance Ratio – PR) | % | 75% |
| Percentual de simultaneidade consumo x geração | % | 58,50% |
| Valoração da energia evitada pela microgeração distribuída | R\$/MWh | 270,00 |
| ELCC | - | 0,60 |

→ **Minigeração remota:**

| RESULTADOS | VPL do setor (R\$) | Quantidade de GD (nº) | Redução CO2 (milhões tCO2) | Empregos |
|---------------|--------------------|-----------------------|----------------------------|----------|
| Alternativa 0 | -R\$2.533 | 31.710 | 35,64 | 316.939 |
| Alternativa 1 | R\$866 | 4.167 | 4,63 | 41.648 |
| Alternativa 2 | R\$140 | 941 | 1,30 | 9.406 |
| Alternativa 3 | R\$167 | 848 | 1,21 | 8.475 |
| Alternativa 4 | R\$236 | 848 | 1,21 | 8.475 |
| Alternativa 5 | R\$347 | 848 | 1,21 | 8.475 |

| Parâmetro ajustado | Unidade | Valor recomendado |
|---|-------------|-------------------|
| Potência típica do sistema | kW | 399,8 |
| Custo do sistema ¹ | R\$/kW | 4.305,00 |
| Custo de capital de investimento em minigeração distribuída | %/ano | 12,00% |
| Valoração da energia evitada pela minigeração distribuída | R\$/MWh | 270,00 |
| VPL para a postergação de investimentos na distribuição (Efeito Vizinhança)* | R\$ Milhões | 4.207,2 |
| Metodologia de cálculo para a valoração da postergação de investimentos em transmissão* | R\$/MW | 700,00 – 1000,00 |

*Não há campo disponível na planilha da AIR para inserção destes valores.

Desse modo, pelos resultados demonstrados nas tabelas acima, é possível comprovar que, a partir de premissas realistas e adequadas, a GDFV resulta em VPL positivo para o setor e para a sociedade brasileira, apresentando benefícios líquidos aos consumidores, superando seus custos e proporcionando retorno positivo a todos os consumidores do setor elétrico, com ou sem GD. Para o caso da microgeração local, o VPL torna-se positivo de forma bastante contundente, evidenciando com clareza que não há necessidade de mudanças na forma de

¹ Fonte: Greener, 2018. Estudo Estratégico Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2º semestre de 2018. Conforme mesma base de dados utilizada pela ANEEL.

compensação do SCEE. No caso da minigeração remota, o VPL torna-se positivo na Alternativa 1, mesmo quando ainda não estão incorporados à análise os atributos complementares (elétricos, ambientais e socioeconômicos) recomendados pela ABSOLAR. Apenas a postergação de investimentos em distribuição já representa um valor adicional de benefício ao VPL da ordem de R\$ 4,2 bilhões para o horizonte de planejamento avaliado pela AIR, somando-se as contribuições da geração local e geração remota. Com a incorporação destes benefícios, atualmente inviável na planilha disponibilizada pela ANEEL à sociedade, observa-se que o VPL passa a ser positivo mesmo para a geração remota com aplicação da Alternativa 0, corroborando que o SCEE proporciona ganhos (e não custos) líquidos aos consumidores, ao SEB e à sociedade brasileira.

Como apontam os resultados aprimorados, conclui-se que a GDFV é um elemento estratégico na dinâmica de evolução do setor elétrico brasileiro, com potencial estratégico de proporcionar benefícios sistêmicos ao SEB, fomentar a inovação tecnológica e proporcionar, complementarmente, a geração de centenas de milhares de empregos locais qualificados e a redução de emissões de gases de efeito estufa.

Adicionalmente, é importante destacar que um elevado nível de penetração de GD na matriz elétrica brasileira não está previsto para o próximo horizonte decenal, mesmo considerando as projeções já atualizadas de participação da microgeração e minigeração distribuída no sistema. Para esta análise, a metodologia da AIR precisaria, ainda, comparar adequadamente o crescimento da GD com o crescimento total da matriz elétrica e da demanda de energia elétrica do Brasil, levando em consideração o crescimento basal do mercado, com taxa de expansão de 1,8 milhões de consumidores cativos por ano.

No horizonte considerado nesta AIR, o Brasil sequer atingirá os níveis de participação observados atualmente em países com algum protagonismo no uso de GDFV, como EUA, Japão, Alemanha, Austrália, China, Índia, Reino Unido, entre outros. Mesmo no caso de maior penetração de GD na matriz, acomodar uma parcela crescente de geração distribuída na matriz proporcionará oportunidades de investimentos em novas tecnologias e serviços para monitoramento e adequação operativa do sistema.

Por fim, a ABSOLAR parabeniza a ANEEL pela qualidade do trabalho desenvolvido, pela abertura da Agência em promover um debate amplo com a sociedade e agradece aos profissionais da agência pela oportunidade em participar deste debate enriquecedor.

Com os nossos melhores cumprimentos,

Dr. Rodrigo Lopes Sauaia

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



| TEXTO/ANEEL | COMENTÁRIO ABSOLAR |
|---|---|
| <p>Sumário Executivo - Em resumo, a estratégia apresentada nesta AIR permitiria que o mercado de geração distribuída se desenvolvesse (chegando a 1,25 GW de sistemas remotos e a 3,365 GW de sistemas de compensação local antes de qualquer mudança das regras atualmente vigentes), alcançando quase 22 GW em 2035, o que representa mais que a potência instalada das usinas hidrelétricas de Itaipu Binacional, Santo Antônio e Jirau juntas. Isso equivale a mais de 13% da capacidade de geração total instalada no país atualmente, com redução de emissão de CO2 da ordem de 74 milhões de toneladas e com uma geração estimada de quase 550 mil empregos no período analisado.</p> | <p>A comparação da potência instalada futura da geração distribuída (GD) em 2035 com a capacidade instalada no Brasil atualmente (2019) é inapropriada, pois trata de valores muito distantes cronologicamente, o que leva a uma distorção de percepção sobre o nível de penetração da GD no sistema. Tais projeções devem ser realizadas e comparadas com base no mesmo ano de referência, trazendo uma informação condizente com a realidade do momento analisado. Por exemplo, com base nas projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia para 2027 (PDE 2027), em seu cenário de referência, a capacidade de geração total instalada no Brasil deverá atingir 216.294 MW em 2027, com uma potência instalada da GD de 12 GW, consideradas todas as fontes de geração participantes da GD. Isso representa uma participação de 5,5% da GD em relação à capacidade de geração total instalada do Brasil no respectivo ano de 2027, menos da metade do valor de comparação inicialmente apresentada pela AIR.</p> <p>Adicionalmente, conforme será detalhado ao longo desta contribuição, a ABSOLAR questiona diversos parâmetros e premissas inicialmente apresentados na AIR e propõe novos valores para esta avaliação. Com isso, obtém-se um conjunto de cenários significativamente diferentes dos inicialmente apresentados pela AIR. Consequentemente, a estratégia proposta pela AIR necessita ser revista à luz dos novos números decorrentes dos parâmetros atualizados da AIR. Este é o princípio basilar do trabalho esperado pelo setor solar fotovoltaico ao longo dos debates técnicos e qualificados realizados no âmbito desta AP 001/2019: ajustar a rota proposta para a revisão da REN 482/2012, a partir dos dados atualizados da AIR, com base em parâmetros mais aderentes à realidade e aos atributos da GD.</p> |
| <p>11. No estudo denominado Utility of the Future, o Massachusetts Institute of Technology – MIT alerta que a aplicação de um sistema de compensação (net metering) associado a tarifas puramente volumétricas implicaria em um “subsídio cruzado dos usuários com GD pelos consumidores sem GD”². Para solução desse problema, os pesquisadores propõem a adoção de um sistema de compensação em curtos intervalos de tempo (base horária ou inferior). Tendo em vista que atualmente no Brasil ainda não existem sinais tarifários horários com essa granularidade, esse tipo de abordagem somente seria viável após uma maior evolução nos</p> | <p>Nesse item, a ABSOLAR faz referência à sua contribuição na AP ANEEL nº 059/2018. A ABSOLAR reforça a relevância de se acelerar os debates sobre a implementação de mecanismos de sinalização horária, sinalização locacional e maior granularidade na estrutura tarifária, visto que há amplo debate no setor elétrico brasileiro (SEB) em prol da modernização dos modelos tarifários aplicados no Brasil, com maior realismo e incentivando medidas ativas de consumidores para a redução do consumo e gestão de sua demanda elétrica.</p> <p>Postergar este processo seria caminhar na contramão da evolução do SEB, desincentivando as evoluções tecnológicas e inovações disponíveis no mercado e represando o anseio e interesse dos consumidores pela evolução do setor elétrico, rumo a uma estrutura mais descarbonizada,</p> |



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

mercados de energia do país, bem como do mercado de medidores – que teriam que ser capazes de abarcar essas estruturas tarifárias mais complexas.

descentralizada, digitalizada e democrática. No contexto da necessária modernização da regulamentação setorial do SEB, a ABSOLAR sublinha que a GD em geral, e a GDFV em particular, bem como demais ações de gestão de energia e novas tecnologias disponíveis no mercado são parte fundamental deste processo positivo de evolução do SEB. Por isso, a adaptação de mecanismos regulatórios para incorporar estas tecnologias não deve ser encarada como um problema a ser tratado em um futuro distante, mas sim como uma oportunidade e uma ferramenta em favor da evolução do SEB, alinhadas aos anseios de seus agentes e, em especial, aos anseios da sociedade brasileira.

Destaca-se que implementar novos modelos tarifários sem a adequada medição dos serviços utilizados e proporcionados por cada consumidor/prosumidor 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.

12. Para a Edison Foundation, esse subsídio dado ao consumidor por meio do net metering possui ainda problemas de alocação: **o benefício seria direcionado para consumidores de maior poder aquisitivo (e pago pelos de menor renda)** e, além disso, nos casos de locação dos painéis, **“a maior parte do subsídio é transferida para a empresa locadora”**.

Segundo dados de acesso do website “Portal Solar”, a renda média mensal familiar dos interessados em adquirir um sistema solar fotovoltaico é de aproximadamente R\$ 2.857,00, demonstrando que os consumidores de todas as faixas de renda possuem interesse em energia solar fotovoltaica. Sistemas solares fotovoltaicos para consumidores de baixa renda podem ser desenvolvidos com valores totais abaixo de R\$ 4.700,00, conforme estudo desenvolvido pela FIESP, ABSOLAR e Furnas para o Ministério das Cidades. Como consequência desta constatação e para contribuir com o amplo acesso pela sociedade brasileira à energia solar fotovoltaica, o Governo Federal estabeleceu por meio do Ministério das Cidades ações para a incorporação da geração distribuída solar fotovoltaica junto à habitação de interesse social do País, a exemplo da edição da Portaria MCID nº 643/2017, que autorizou pela primeira vez na



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

história a incorporação de energia solar fotovoltaica em projetos de habitação de interesse social no Brasil.

Adicionalmente, estados como Goiás, São Paulo, Paraíba e Bahia também estão realizando projetos para levar a tecnologia até consumidores de baixa renda, proporcionando benefícios extremamente relevantes para esta população em situação de risco, dentre os quais: (i) economia e aumento do poder aquisitivo da população mais carente do Brasil; (ii) redução da inadimplência das prestações do imóvel e do pagamento de contas de energia elétrica; (iii) geração de emprego e renda na comunidade local; (iv) fortalecimento da cadeia produtiva e aquecimento da economia local e regional; e (v) redução de impactos ambientais e conscientização da população quanto ao uso e economia de energia elétrica. Além disso, a ABSOLAR considera que esta análise é incompleta, pois não leva em consideração os riscos tomados pelas empresas pioneiras e primeiros consumidores adotantes da tecnologia, frente às mudanças regulatórias em um mercado no início de seu desenvolvimento.

Tendo em vista que ainda há espaço para redução de preços, os primeiros adotantes da tecnologia contribuem para a curva de aprendizado da tecnologia e sua consequente redução de preços de modo a torná-las mais acessíveis aos consumidores de baixa renda. Inclusive, na medida em que a tecnologia se torna mais acessível, ela pode ser uma importante ferramenta de eliminação de subsídios para os consumidores atualmente cobertos pela Tarifa Social ou pelos subsídios para os setores do agronegócio e saneamento.

Vale ressaltar que, as alternativas elencadas pela ANEEL terão efeito negativo maior justamente na parcela de consumidores mais sensíveis a preços e retorno sobre o investimento, ou seja, justamente nos consumidores de menor poder aquisitivo, consumidores estes que já estão adotando a geração distribuída solar fotovoltaica, seja diretamente em suas unidades consumidoras (geração local), via modelos de cooperativa de energia solar fotovoltaica (geração remota) ou via condomínios residenciais de baixa renda (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Há vários projetos que visam ao aumento da GD em comunidades, inclusive financiados pela CAIXA e por agentes internacionais (ex. Insolar, Revulusolar, Rede Favelas Sustentáveis, entre outros).

Com relação à transferência de incentivos para empresas locadoras de sistemas solares fotovoltaicos, a informação foi retirada de seu contexto e não possui paralelo com a realidade



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

| | |
|---|--|
| | <p>brasileira. A frase da Edison Foundation, entidade financiada com recursos de distribuidoras de energia elétrica dos EUA e com postura sabidamente contrária à geração distribuída naquele país, referia-se à existência de um incentivo federal denominado <i>Investment Tax Credit</i> (ITC). O ITC oferece a consumidores residenciais, comerciais e empresas de aluguel de sistemas uma redução no imposto de renda que seria pago ao governo federal dos EUA, como forma de incentivar investimentos em energias renováveis (aplicável tanto à energia solar fotovoltaica, quanto à energia eólica). Não há paralelo de incentivo deste tipo no Brasil, motivo pelo qual a comparação não é coerente.</p> |
| <p>14. Sobre esse assunto, cabe ressaltar que o modelo tarifário existente atualmente no país também leva a um problema semelhante no caso de eficiência energética: a realização de ações de eficiência por alguns consumidores pode impactar negativamente nas tarifas dos demais. Esse efeito, se avaliado isoladamente, poderia implicar na conclusão equivocada de que ações de racionalização de consumo não deveriam ser incentivadas pelo Regulador. No entanto, as avaliações desse tipo de ação devem levar em consideração um escopo mais amplo de impactos positivos e negativos, de maneira a se ponderar adequadamente sua pertinência.</p> | <p>Fazendo referência às APs ANEEL nº 001/2019 e 059/2018, existe alto grau de sobreposição entre estes dois processos regulatórios e as resoluções normativas que deles eventualmente se originem. Tal fato exige ainda maior cautela por parte do regulador para garantir que não haja qualquer risco de se penalizar injustamente o consumidor que optar por aderir ao SCEE, seja por meio de uma instalação junto à carga ou remota. Seria terminantemente inapropriado começar quaisquer mudanças tarifárias pelos consumidores com GD ou baseá-las no potencial de crescimento da GD. Tal mercado encontra-se em etapa inicial de desenvolvimento no Brasil, mostrando-se extremamente sensível a alterações regulatórias. Mudanças desta natureza poderiam afetar pesada e negativamente os adotantes e o mercado. Seria inadequado testar um novo modelo regulatório justamente em um elo mais sensível e frágil do setor elétrico brasileiro. Soma-se a estes fatores, ainda, a necessidade de que seja aplicado um tratamento de isonomia aos consumidores, ou seja, não deve haver distinção ou tratamento diferenciado na implantação do novo modelo tarifário, seja para consumidores ou prosumidores. Dessa forma, a ABSOLAR recomenda que o processo de mudança tarifária da baixa tensão seja postergado para depois da finalização do processo de revisão da REN 482/2012, bem como dado um período de tempo adequado para a avaliação de seus efeitos em revisões tarifárias vindouras. Tal procedimento fornecerá mais transparência e previsibilidade sobre as alterações regulatórias em questão, bem como sobre o impacto para os consumidores que optem por realizar investimentos em ações de gestão de energia.</p> |



17. Em termos de potência instalada, a evolução da micro e minigeração tem se dado em patamares superiores aos projetados pela ANEEL em suas projeções mais otimistas. Verifica-se, da Figura 1, que os 500 MW de potência instalada esperados para o final de 2019 foram atingidos mais de um ano antes da data esperada.

18. Uma vez que a marco de potência (500 MW) foi atingido de forma antecipada, **torna-se evidente a necessidade** de avaliar quais modificações seriam necessárias na norma de modo a **permitir que a GD se desenvolva de maneira sustentável, com equilíbrio entre os agentes setoriais envolvidos**.

A ABSOLAR avalia que o nível de penetração da GDFV na matriz elétrica brasileira atual e projetado no horizonte de análise é ínfimo e está aquém das potencialidades do Brasil. As alternativas apresentadas na AIR prejudicariam ainda mais o desenvolvimento da GDFV em seu nascedouro, de forma prematura e desnecessária.

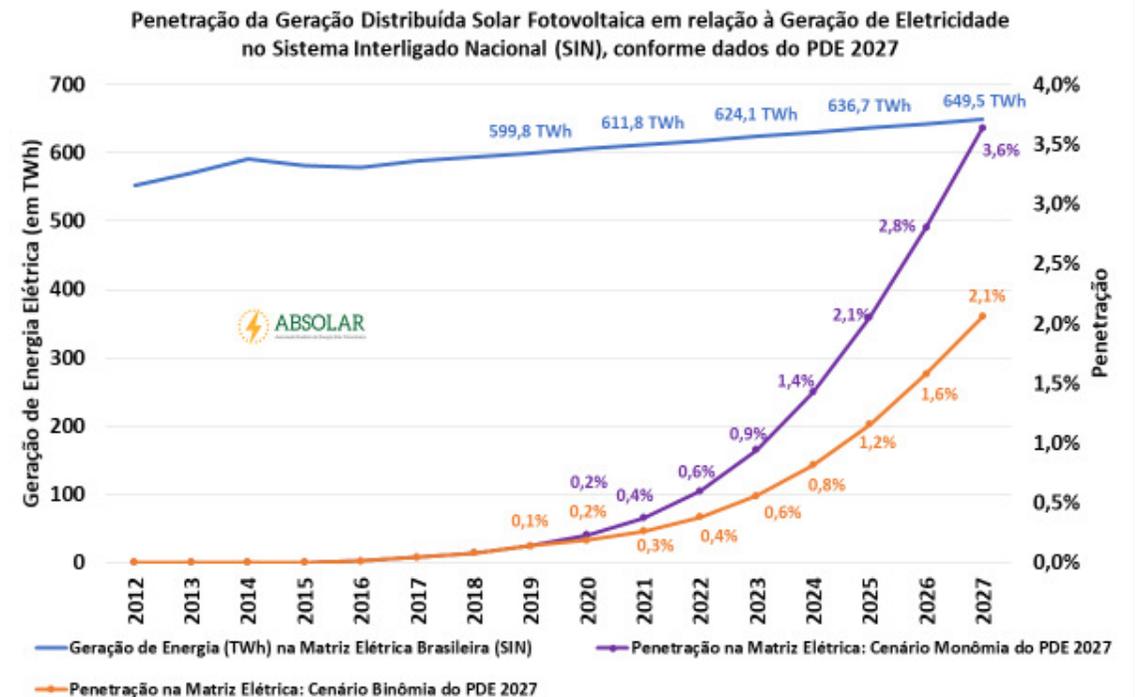
Quando se compara a potência instalada da GDFV e a capacidade instalada da matriz elétrica brasileira, com o objetivo de avaliar o nível de penetração atual, é possível verificar que o percentual é de apenas 0,4%.

Ainda, a ABSOLAR recomenda que a análise da AIR seja feita a partir dos dados de atendimento da demanda de energia elétrica diretamente, metodologia mais adequada para acompanhar a efetiva interação da GDFV com o sistema, levando-se em consideração o fator de capacidade característico da fonte solar fotovoltaica e sua contribuição para o atendimento da demanda nacional.

Dessa forma, para uma análise prospectiva de penetração da GDFV a partir de projeções oficiais, a ABSOLAR utilizou os dados do cenário de referência do PDE 2027 da EPE, tanto para o crescimento da oferta de geração de energia elétrica do Brasil, quanto para o crescimento da GDFV (em ambos os cenários propostos pelo PDE 2027, com modelos de tarifação binômica e monômica), neste mesmo horizonte temporal.

Conforme o gráfico abaixo, ao realizar a comparação em termos de energia elétrica, atualmente a GDFV gera o equivalente a 0,1% da energia elétrica consumida no Brasil, ainda possuindo uma participação irrisória no atendimento da demanda elétrica do País, muito aquém de suas potencialidades, o que evidencia o profundo atraso no desenvolvimento da GDFV em que o Brasil se encontra atualmente.

Considerando o ano de 2024 (ano inicialmente sugerido pela ANEEL para referência ao primeiro gatilho para a geração local), o percentual de energia elétrica gerada pela GDFV representaria apenas 0,8% do total da energia elétrica da matriz para o cenário de tarifa binômica, e 1,4% para o cenário da monômica. Mesmo em 2027, a penetração da GDFV atingiria cerca de 3,6% de penetração na matriz elétrica nacional, considerando o cenário de modalidade tarifária monômica e apenas 2,1% de penetração da matriz elétrica para o cenário de tarifa binômica.



A participação da GDFV no suprimento da demanda nacional ainda é irrisória e permanecerá inexpressiva, mesmo quando mantidas as condições atualmente vigentes para o SCEE. Desse modo, a reavaliação do ritmo de crescimento que deveria ser debatida pela ANEEL, neste momento e nível de maturidade da tecnologia no País, deveria estar voltada para acelerar, e não retardar, o desenvolvimento deste segmento ainda incipiente no Brasil, especialmente quando observados os benefícios proporcionados pela geração distribuída aos consumidores, ao setor elétrico e, acima de tudo, à sociedade brasileira.

O Estado da Califórnia (EUA) serve como uma excelente referência de processo regulatório bem-sucedido para a evolução do mecanismo de medição líquida, atendendo às premissas de permitir a evolução continuada da GD de forma sustentável e com equilíbrio entre os agentes.



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

A ABSOLAR recomenda fortemente que a ANEEL estude este caso em particular, buscando contato com a *California Public Utilities Commission* (CPUC), se necessário, dado que o mesmo é considerado como uma das melhores referências disponíveis em âmbito internacional. Com isso a ANEEL poderá incorporar as experiências, características e aprendizados da CPUC no processo de aprimoramento regulatório em debate para o Brasil.

Na Califórnia, a compensação da energia elétrica injetada na rede de distribuição na proporção de 1 kWh para 1 kWh, ou seja, sem o pagamento de custos ou taxas adicionais, foi mantida por um período claro, qual seja, até que a geração distribuída atingisse um patamar de penetração de 5% do atendimento da demanda de pico de energia elétrica em cada distribuidora do estado. Trata-se de um modelo claro, simples e previsível, estruturado de forma justa entre os agentes e com ampla aceitação da sociedade californiana. Passado este nível de penetração, o modelo incorporou inovações no quesito de valoração da geração distribuída, porém sem perder a competitividade, dado que os custos incorporados no modelo foram limitados, de forma a manter uma sinalização positiva para que a sociedade californiana pudesse manter o interesse e a competitividade da geração distribuída para novos adotantes. Adicionalmente, os pioneiros do modelo foram devidamente valorizados, tendo mantidas as suas condições de compensação de energia elétrica em linha com as regras aplicáveis quando do momento de sua decisão de investimento no sistema de geração distribuída. Um modelo com estas premissas, que valorize a segurança regulatória, o reconhecimento e valorização aos pioneiros e a manutenção de um modelo simples de compensação para os futuros adotantes, deve servir de referência para esta e as próximas etapas do processo de revisão da REN 482/2012.

Além de potência e energia totais, é fundamental entender como se desenvolve a sua distribuição territorial, analisar os padrões geográficos de difusão e a diferenciação dos perfis de carga e de geração de cada localidade, cada tipo de fonte e cada tecnologia para uma real dimensão de impactos. Neste sentido, o modelo aplicado pela CPUC na Califórnia, com penetração em porcentagem do atendimento da demanda de pico de energia elétrica em cada área de concessão, soluciona de maneira eficiente, eficaz, elegante e simples o desafio regulatório em questão, proporcionando distribuição geográfica mais equilibrada para os investimentos, a geração de empregos e os relevantes benefícios proporcionados pela GD à sociedade.



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

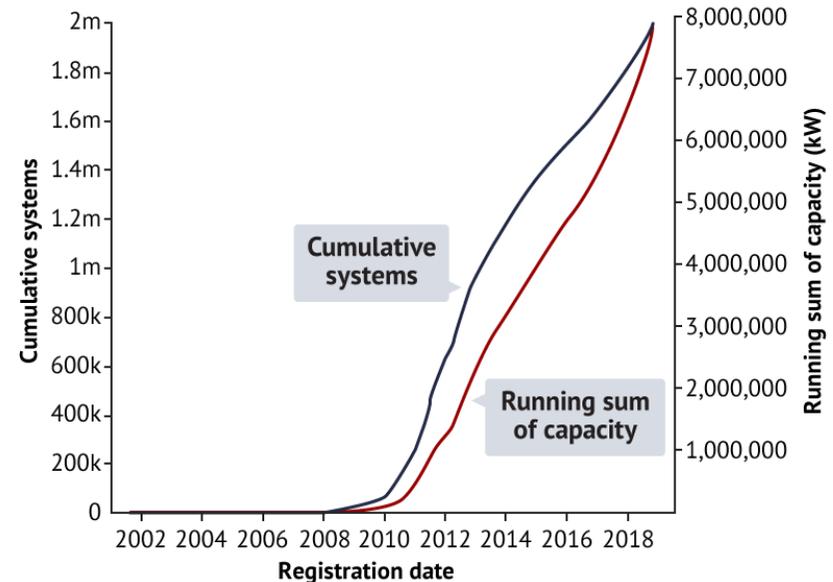
Assim, o ritmo de crescimento da GD, apesar de correspondente às projeções da ANEEL, não é necessariamente um ritmo acelerado. É preciso rever tecnicamente tais conceitos à luz das informações acima apresentadas. As taxas de crescimento aparentam ser altas, pois o mercado cresce a partir de uma base pequena de referência, que pouca representatividade possui frente à magnitude da matriz elétrica brasileira. Não existe uma série histórica de dados de longo prazo que indique que tais valores sejam inadequados. Pelo contrário: o crescimento anual da geração distribuída solar fotovoltaica no mercado brasileiro é baixo quando comparado a mercados de outras regiões do mundo, mesmo em mercados com matrizes elétricas bastante menores que a brasileira.

No mercado australiano, referência mundial para o setor solar fotovoltaico, observou-se um importante esforço das autoridades públicas (reguladores, legislativo e executivo) para proporcionar um crescimento de aproximadamente 1 GW por ano na geração distribuída desde 2010, tendo o país atingido uma potência instalada acumulada em 2018 de mais de 8 GW apenas em geração distribuída solar fotovoltaica, representando mais de 2 milhões de sistemas operacionais naquele país. Cabe destacar que a Austrália possui uma população de apenas 24,6 milhões de habitantes e um consumo anual médio de eletricidade per capita de 10.059,21 kWh/ano.



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica



Fonte: Clean Energy Regulator, 2018.

Por outro lado, no Brasil, cuja população ultrapassa 209,3 milhões de habitantes (8,5 vezes maior do que a da Austrália), cujo consumo anual médio de eletricidade per capita é de 2.601,37 kWh/ano (3,9 vezes menor que o da Austrália), observou-se um crescimento do mercado de geração distribuída solar fotovoltaica de menos de 380 MW para o ano de 2018, ou seja, 2,6 vezes menor que a média dos últimos 8 anos da Austrália. Isso representa um avanço sensivelmente inferior da geração distribuída, apesar de ambos os países citados possuírem potencial solar fotovoltaico equivalente.

Para que o Brasil atinja níveis de incorporação da geração distribuída solar fotovoltaica em sua matriz equivalentes aos observados na última década na Austrália, parametrizando-se os valores de ambos os países pela população e pelo consumo médio anual per capita de cada país, é necessário que o crescimento da capacidade instalada adicionada no Brasil seja de pelo menos 2,2 GW por ano. Desse modo, o Brasil permanece notavelmente aquém de seu potencial de



| | |
|--|--|
| | <p>crescimento. Pior ainda, o Brasil continua avançando em níveis muito inferiores aos observados em outros países de referência para o mundo, nos quais a geração distribuída solar fotovoltaica foi incorporada sem sobressaltos junto a milhões de consumidores de baixa tensão. Ressalta-se que o crescimento da GDFV na Austrália não representou problemas ao sistema ou aos demais consumidores australianos e os níveis de penetração atuais do país. Atualmente, mais de um quinto das residências australianas possuem GDFV e a tecnologia é considerada como estratégica para o desenvolvimento do país, segundo dados oficiais e declarações do <i>Clean Energy Regulator</i>.</p> <p>Além de extremamente sensível ao payback simples, o ritmo de crescimento de usuários, clientes, investidores e empreendedores de GDFV no Brasil também está relacionado a outros fatores que ainda não foram incorporados na análise de sensibilidade de adoção da tecnologia desenvolvida pela AIR. Tais fatores incluem: (i) barreiras processuais, procedimentais e burocráticas ao desenvolvimento da GD (internacionalmente denominadas de “red tape”); (ii) 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; (iii) descumprimento de prazos regulatórios disciplinados pela ANEEL; (iv) burocracia na formação de consórcios ou cooperativas para as modalidades de geração compartilhada; (v) disponibilidade restrita de fontes de financiamento em diferentes regiões do País; (vi) diretrizes tributárias desfavoráveis ao desenvolvimento da GD na vasta maioria dos estados brasileiros, com a exceção de Minas Gerais; (vii) disponibilidade de equipamentos no mercado (por exemplo: no passado recente, o mercado vivenciou falta de medidores bidirecionais, com atrasos na conexão de uma quantidade significativa de sistemas); entre outros.</p> |
| <p>21. A seguir encontra-se um resumo da experiência com GD em alguns estados norte-americanos. Nota-se uma tendência de substituição dos sistemas net metering que valorem a energia a preço de varejo por sistemas que considerem apenas algumas componentes da tarifa para a valoração.</p> | <p>Diferentemente do que a AIR sinaliza, não há uma tendência global de substituição do modelo de medição líquida (em inglês, <i>net-metering</i>) ao redor do mundo por modelos com menor valoração da energia elétrica. Tal discurso contrasta com os dados reais disponíveis sobre o tema e causa estranhamento e preocupação ao ser apresentado na AIR.</p> <p>As primeiras aplicações do modelo de medição líquida foram realizadas nos EUA, durante a década de 1980, em estados como Idaho, Arizona, Massachusetts, entre outros. A partir dos</p> |



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

anos 2000, o mecanismo foi aprimorado e passou a ser utilizado no formato de compensação hoje aplicado, por meio do qual 1 kWh de energia elétrica gerada e injetada na rede é posteriormente compensado por 1 kWh de energia elétrica consumida, em proporção paritária (1:1). Há diversos estados nos EUA que aplicam tal modelo há mais de 20 ou até 40 anos, sem prejuízos aos consumidores, pelo contrário: trazendo inúmeros benefícios aos seus consumidores, bem como fomentando o uso de geração distribuída a partir de fontes renováveis em suas matrizes elétricas, com ganhos expressivos para a sociedade.

Atualmente, conforme dados oficiais do *Department of Energy* dos EUA, naquele país há 38 estados, 3 territórios e seu Distrito Federal com regras mandatórias de medição líquida em funcionamento, graças ao brilhante trabalho desempenhado por seus reguladores.

Adicionalmente, dois estados do país possuem medição líquida voluntariamente estabelecida por suas distribuidoras locais, totalizando 40 estados de um total de 50 (80%) que possuem medição líquida em vigor atualmente, bem como 4 territórios de um total de 5 (80%) com a mesma regulamentação efetiva. De fato, apenas uma minoria de 7 estados (14%) e 1 território (20%) possuem modelos de compensação alternativos à medição líquida, sendo que os 3 estados (6%) remanescentes disponibilizam outros procedimentos de valoração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, por meio de incentivos e legislações próprias, desenvolvidas em âmbito local.

Desse modo, é notável a ampla maioria de estados que aplica o modelo de medição líquida nos EUA, sendo que a maioria destes estados não passou por alterações em seu modelo regulatório de medição líquida hoje vigente, conforme observa-se visualmente na figura abaixo:



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

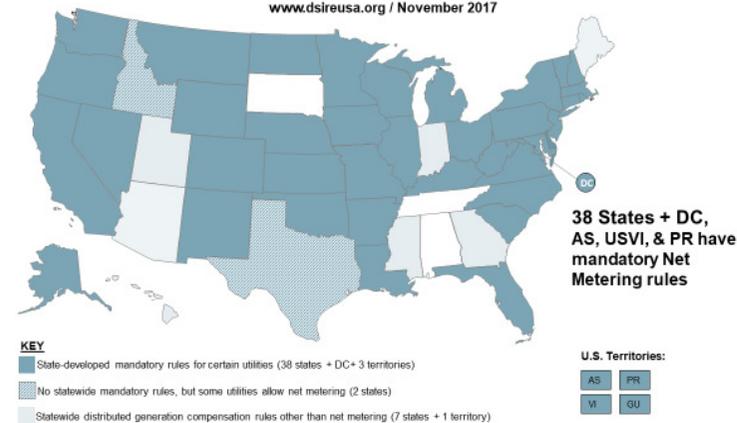
DSIRE®



Energy Efficiency & Renewable Energy

Net Metering

www.dsireusa.org / November 2017



Fonte: DSIRE, U.S. Department of Energy, USA, 2017.

Desse modo, o correto seria dizer que o *net-metering* é um modelo regulatório consolidado, em pleno funcionamento na maioria dos estados dos EUA, de simples implementação e operacionalização e que conta com ampla aceitação por dezenas de reguladores e pelos consumidores e sociedade.

Adicionalmente, diversos outros países utilizam o modelo de medição líquida, a citar: Reino Unido, Canadá, Bélgica, Filipinas, Dinamarca, Países Baixos, Eslovênia, Índia, entre outros. Ainda, dada a eficácia e simplicidade do mecanismo na promoção de geração distribuída a partir de fontes renováveis, diversos países no mundo implementaram recentemente ou estão em processo de implementação do modelo, como forma de modernizar a sua regulamentação em alinhamento aos anseios e interesses efetivos da sociedade.

Dentre os mais novos a adotarem a medição líquida, destacam-se a França (Lei nº 277/2017) e a Espanha (Real Decreto-Lei nº 15/2018), este último um dos mercados líderes em energia solar fotovoltaica na Europa durante a década de 2000. Lamentavelmente, a Espanha foi alvo



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

| | |
|--|---|
| | <p>de mais de uma década de retrocessos regulatórios e legais, fruto de pressões de grupos econômicos contrários ao desenvolvimento das fontes renováveis naquele país, que levou a uma onda de judicialização com repercussões negativas para toda a sociedade espanhola até os dias de hoje. Recentemente superada a influência destes grupos de interesse sobre o governo e em linha com os reais interesses da sociedade, a Espanha implantou um modelo de medição líquida nacionalmente, por meio do Real Decreto-Lei nº 15/2018, reforçando o argumento de que a medição líquida é um modelo de vanguarda, atual e com amplo sucesso e uso no mundo.</p> <p>Com relação à seleção de estados dos EUA feita pela AIR, a análise apresentada possui pouca profundidade sobre os referidos casos, não detalha o motivo da seleção destes casos específicos em detrimento de outras opções ou estados (inclusive os estados que não tiveram alterações em seu modelo de compensação de energia elétrica), não avalia as motivações para criação e alteração das regulamentações (sabidamente influenciadas por interesses privados contrários à expansão da geração distribuída, por pressão de grupos econômicos ou políticos, como verificado na Espanha), nem tampouco menciona os benefícios proporcionados pelo modelo no período.</p> <p>Adicionalmente, causa estranheza o foco específico sendo aplicado apenas sobre alguns aspectos da regulamentação internacional da geração remota, sem desenvolver a discussão de forma mais completa. Por fim, como em qualquer exercício desta natureza, é fundamental que a AIR reconheça as diferenças estruturais entre os mercados analisados e faça os devidos ajustes para eventual aplicação de recomendações ao Brasil.</p> |
| <p>42. Nesse processo, optou-se por avaliar os impactos da alteração da norma sob duas óticas distintas: sob o ponto de vista do consumidor que decide gerar sua própria energia e sob a perspectiva dos demais usuários da rede de distribuição.</p> | <p>Existe notável interface entre estes dois grupos de consumidores, na medida em que o mercado potencial da GD, considerando geração local e remota, abrange todos os consumidores cativos do País. É do interesse da vasta maioria dos consumidores cativos o acesso a modelos viáveis para a redução de gastos com energia elétrica associados a estruturas regulatórias estáveis e que incentivem novas tecnologias, inovações e a sustentabilidade do País.</p> <p>Cabe destacar que, do ponto de vista dos demais usuários da rede de distribuição, a geração distribuída é vista como uma oportunidade, não um desafio, conforme apontam pesquisas de opinião qualificadas sobre a matéria:</p> |



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

| | |
|--|--|
| | <p>(i) 89% dos brasileiros quer gerar energia renovável em casa (fonte: Ibope Inteligência, 2018), porém a GD abrange atualmente apenas 0,1% dos consumidores cativos atuais (93.406 unidades consumidoras participantes do SCEE), frente a um universo de mais de 82,5 milhões de consumidores cativos (fonte: dados da ABRADÉE, Ano Base 2017);</p> <p>(ii) 79% dos brasileiros quer instalar energia solar fotovoltaica em casa, se tiver acesso a financiamento competitivo (fonte: DataFolha, 2016);</p> <p>(iii) 85% dos brasileiros apoiam mais investimentos públicos em energias renováveis (fonte: DataSenado, 2015); e</p> <p>(iv) o financiamento é visto como o maior gargalo de mercado por mais de 75% das empresas do setor solar fotovoltaico (fonte: ABSOLAR, 2017).</p> <p>Desse modo, é fundamental que as propostas da AIR estejam alinhadas aos anseios da sociedade de ampliar, e não reduzir, a presença da geração distribuída na matriz elétrica nacional, com destaque para o amplo apoio popular à geração distribuída solar fotovoltaica.</p> |
| <p>47. Tendo em vista que essa eventual tarifa binômia ainda está em processo de discussão e que, se aplicada, a forma de divisão dos custos fixos e variáveis ainda precisará ser definida, optou-se, nesta Análise, por considerar um caso base dentre aqueles discutidos na Audiência Pública a ser instaurada no âmbito da Atividade 71 da Agenda Regulatória ANEEL 2018-2019. Caso venha a ser aprovada a tarifa binômia para consumidores conectados em baixa tensão, sua real aplicação certamente se iniciaria a partir de 2020, conforme calendários de revisão tarifária das distribuidoras. Além disso, a proposta atualmente discutida poderia ser aplicada em patamares crescentes anualmente em cada área de concessão. De modo a considerar esses cronogramas, na análise aqui apresentada assume-se que a tarifa binômia seria aplicada a partir de 2025 em todos os cenários.</p> | <p>Conforme exposto no item 14 desta contribuição, a ABSOLAR recomenda que o processo de mudança tarifária da baixa tensão seja postergado para depois da finalização do processo de revisão da REN 482/2012, bem como dado um período de tempo adequado para a avaliação de seus efeitos em revisões tarifárias vindouras. Tal procedimento fornecerá mais transparência e previsibilidade sobre as alterações regulatórias em questão, bem como sobre o impacto para os consumidores que optem por realizar investimentos em ações de gestão de energia.</p> <p>Adicionalmente, a ABSOLAR recomenda que a implantação de qualquer alteração tarifária para os consumidores de baixa tensão seja realizada de forma transversal, isonômica e sem segregar ou discriminar consumidores que decidam investir em tecnologias de gestão de energia. Em especial, um novo modelo tarifário deve incentivar e fomentar ações de gestão de energia, em prol de um setor elétrico mais eficaz, eficiente, competitivo, sustentável e participativo.</p> |



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

53. Para cálculo do payback do consumidor com GD, são estimados os custos e os benefícios sob a ótica desse consumidor, de acordo com a Tabela 3.

É preciso incorporar na avaliação da AIR outras componentes de custo que influenciam a competitividade da GDFV: tributos, serviços, investimentos com marketing, custos de aquisição de clientes, etc. O payback simples do sistema não é o único indicador para a avaliação da viabilidade econômico-financeira de determinada atividade, de forma que existem questões técnicas, regulatórias, tributárias, ambientais, sociais, macroeconômicas, entre outras, a serem levadas em consideração.

É importante destacar que não estão sendo considerados os custos e prejuízos imputados aos consumidores adotantes de GDFV quando as distribuidoras não cumprem com os procedimentos estabelecidos na REN 482/2012 e no PRODIST no tocante aos prazos, sistemas de medição bidirecional, reforços na rede e mecanismos de faturamento, entre outros aspectos.

Tais problemas têm gerado prejuízo significativo ao setor e aos consumidores, estimado por diferentes fontes em mais de R\$ 200 milhões de reais (exemplo: levantamento feito pelo website Portal Solar). A ABSOLAR recomenda que a própria ANEEL realize um levantamento sobre este prejuízo, pela ótica dos consumidores e empreendedores de GDFV negativamente afetados. A dificuldade de obtenção do parecer de acesso e os erros nas leituras e faturas de eletricidade de consumidores com GD é um realidade conhecida pela ANEEL, que deve ser melhor fiscalizada, apurada, monitorada e cujas medidas corretivas, sejam estas compensatórias ou de penalização das distribuidoras, devem ser aplicadas e contempladas, tanto na análise de payback e impactos nos custos com atrasos de projetos, quanto nos aprimoramentos da redação da norma. Recomendamos que esta oportunidade de revisão da REN 482/2012 tenha este como um de seus objetivos complementares à avaliação do SCEE.

Outro aspecto relevante a ser levado em consideração neste item é que a redução de ICMS, PIS e COFINS sinalizada como um benefício aos adotantes de GDFV não está ocorrendo de forma homogênea ao longo do Brasil, bem como entre os diferentes modelos de compensação de energia elétrica, sendo atualmente aplicada conforme as premissas estabelecidas pela AIR apenas no estado de Minas Gerais. Desse modo, as premissas de payback da AIR precisam ser reajustadas, levando-se em consideração tal realidade. O ajuste desta premissa tem impacto



| | |
|--|--|
| | <p>significativo sobre os modelos de geração local e, principalmente, remota, afetando tanto a taxa de adoção e consequente projeção de crescimento da GDFV no Brasil, quanto afetando os benefícios econômicos proporcionados pela GDFV no âmbito de arrecadação tributária.</p> |
| <p>55. Uma vez estimada a quantidade de GD que será instalada em cada ano, é possível estimar os impactos positivos e negativos dessa geração sob a perspectiva dos demais consumidores, conforme Tabela 4.</p> | <p>Além dos impactos positivos citados na Tabela 4, devem ser considerados:</p> <ul style="list-style-type: none">(i) Aumento da segurança energética, com a redução de custo operacional com falhas no sistema de distribuição de energia elétrica e aumento da modicidade tarifária em função de menor dependência às flutuações dos custos de combustíveis fósseis;(ii) Fornecimento de serviços ancilares de controle de reativos, frequência e tensão, e alívio de alimentadores e subestações, com custo evitado de investimentos da concessionária em reforços na infraestrutura de rede de distribuição de energia elétrica, e necessidade de investimentos em mecanismos de segurança, controle, monitoramento e resposta rápida a variações de carga; e(iii) Adição de nova capacidade de geração de energia elétrica próxima à carga com investimentos privados diretos, postergando a necessidade de investimentos em transmissão e distribuição, trazendo economia aos cofres públicos. |
| <p>56. Além desses impactos, intrinsecamente ligados ao setor elétrico, foram apresentados, pelos agentes na Consulta Pública nº 010/2018, alguns efeitos da GD em outras áreas, tais como: redução de gases de efeito estufa, redução de poluição do ar e de uso do solo, geração de empregos, pulverização de investimentos, diversificação da matriz energética, etc. Tendo em vista que as contribuições não apresentaram modelos de monetização objetivos desses fatores, optou-se por realizar avaliações mais qualitativas dessas externalidades, quantificando-se (em grandezas não monetárias) a redução da emissão de CO2 e a geração de empregos. Essas externalidades são abordadas como sendo uma análise sob a perspectiva social.</p> | <p>A ABSOLAR cumprimenta a ANEEL pela incorporação, de forma quantitativa, das informações sobre a geração de empregos e a redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) nesta AIR. No entanto, é fundamental que a AIR não se limite a estimar os empregos gerados e as emissões evitadas, mas estabeleça uma metodologia para a valoração e monetização destes importantes benefícios à sociedade brasileira.</p> <p>A ABSOLAR apresentou, na página 36 de sua contribuição para a CP ANEEL nº 010/2018, propostas de metodologias para a adequada quantificação destes atributos. Para esta AP 001/2009, a ABSOLAR apresenta, no Anexo I desta contribuição, uma metodologia aprofundada, bem como seus respectivos resultados, para a valoração dos demais atributos sociais, econômicos e ambientais da GDFV, com a adequada monetização dos mesmos.</p> |



| | |
|--|--|
| | <p>Recomendamos à ANEEL incorporar tais análises em seu modelo de valoração de benefícios da GDFV, em linha com as observações do parágrafo 56 da AIR. O reconhecimento destes benefícios pela ANEEL é imprescindível para o estabelecimento de uma metodologia justa de valoração da energia injetada na rede pela GDFV, bem como para a elaboração da estratégia de tratamento regulatório a ser dado à GDFV no curto, médio e longo prazos.</p> |
| <p>61. Dependendo das regras aplicáveis em cada região e do enquadramento da micro ou minigeração, os tributos incidentes sobre a energia elétrica (PIS/Cofins e ICMS) deixam de ser pagos pelo consumidor quando ele gera sua própria energia. Esse efeito é percebido pelo consumidor-produtor como um benefício que, nesta AIR, foi valorado como sendo equivalente à redução de impostos incidentes sobre todo o montante gerado (consumido instantaneamente na unidade consumidora ou injetado na rede para futura compensação).</p> <p>62. Apesar de essa consideração ser verdadeira na maioria dos casos, há algumas regiões do país nas quais a aplicação de impostos segue critérios diferentes. Além disso, para o caso de geração compartilhada ou de condomínios com GD, a cobrança de ICMS pode ser incidente sobre toda a energia absorvida da rede pela unidade consumidora. Essas particularidades são explicadas no item 8.4 desta AIR.</p> | <p>A AIR não é precisa na consideração desta premissa. Conforme as diretrizes que tratam da aplicação do ICMS no SCEE, disponíveis pelo Convênio ICMS N° 16/2015, o ICMS é aplicado na parcela líquida entre a energia injetada e consumo apenas para as modalidades de geração junto à carga e autoconsumo remoto, para sistemas de GDFV até 1 MW. Adicionalmente, os consumidores com GDFV pagam os impostos relacionados ao custo de disponibilidade e, em inúmeras distribuidoras, também pagam impostos sobre a parcela da TUSD em consumidores de baixa tensão, mesmo sendo a tarifa aplicável a estes consumidores estritamente monômnia. Desse modo, não é adequado assumir dentre as premissas da AIR que consumidores com GDFV evitam o pagamento de impostos sobre toda a energia injetada, pois esta não é a realidade do Brasil.</p> <p>Apesar da ABSOLAR compreender que os temas tributários não são atribuição direta da ANEEL, a ABSOLAR alerta para a necessidade de correção deste item, que pesa de forma muito negativa na viabilidade dos projetos de GDFV e causa profunda distorção nas considerações econômicas e financeiras apresentadas nesta AIR. Sem estas correções, a ANEEL estará injustamente supervalorizando a competitividade da GDFV, perdendo a capacidade de avaliar corretamente a magnitude dos impactos de uma mudança regulatória aos consumidores adotantes e ao mercado.</p> |
| <p>65. Para valoração desse quesito, adotou-se, como base, que as residências, comércios ou indústrias onde a GD seria instalada são trifásicas (com custo de disponibilidade equivalente a 100 kWh), mas considerando que o projetista do sistema de microgeração levaria a regra vigente em consideração, de modo que o custo de disponibilidade somente seria pago em 30% dos ciclos de faturamento.</p> | <p>Neste ponto, cabe destacar que a ABSOLAR propõe a eliminação do uso de créditos de energia elétrica do SCEE, gerados no mês corrente ou acumulados em meses anteriores, para o abatimento do montante de energia elétrica equivalente ao custo de disponibilidade, como disciplinado atualmente pela ANEEL aos consumidores do grupo B.</p> <p>A regra atual faz com que, no mês em que os créditos foram gerados, uma parcela dos mesmos seja desperdiçada para o abatimento da energia elétrica consumida dentro da faixa referente ao custo de disponibilidade (100 kWh, no caso específico de unidades consumidoras trifásicas,</p> |



| | |
|---|---|
| | <p>como adotado pelo modelo da AIR). Isso não seria um problema se o consumidor deixasse de pagar pelo custo de disponibilidade, porém tal pagamento permanece sendo efetuado pelo consumidor. Ou seja, com a regra atualmente vigente, a distribuidora é injustamente beneficiada e recebe duas vezes - em créditos de energia elétrica compensados pelo SCEE e também em pecúnia (pagamento direto pelo consumidor). Esta situação onera sobremaneira o consumidor adotante de GDFV. Este efeito é especialmente perverso para os consumidores de pequeno porte (exemplo: residenciais e comerciais) que queiram fazer uso do modelo de autoconsumo remoto: para ter acesso ao uso de créditos de energia elétrica em outra unidade consumidora (exemplo: duas residências trifásicas), o consumidor precisará produzir energia elétrica suficiente para abater o seu consumo e ainda abater também o custo de disponibilidade mensalmente devido à distribuidora.</p> <p>Por exemplo: para a classe consumidora residencial, cuja média de energia elétrica consumida é de aproximadamente 170 kWh/mês (conforme dados da ANEEL), o modelo de abatimento atual dos créditos de energia elétrica faz com que o consumidor necessite de um sistema quase duas vezes maior do que o necessário (geração de $(170 + 70 = 240)$ kWh/mês, para conseguir abater apenas $(70 + 70 = 140)$ kWh/mês das duas unidades consumidoras residenciais via autoconsumo remoto, perdendo no processo o equivalente a 100 kWh/mês de valor efetivo de sua geração, valor este transferido indevidamente para a distribuidora), representando uma barreira desnecessária à adoção de GDFV pelos consumidores, especialmente no caso de pequenos consumidores.</p> |
| <p>8.3.2 Impactos sob a perspectiva dos demais consumidores e distribuidora</p> <p>8.3.2.1 Energia Evitada</p> <p>69. Em relação à valoração da energia produzida pela GD, procurou-se estabelecer valor unitário único para servir de referência para a quantificação de seu benefício econômico sob a ótica do Sistema Interligado Nacional – SIN, em termos médios e no longo prazo. Para tanto, a abordagem empregada pressupôs que a GD teria sido integralmente antevista no planejamento da expansão setorial (compôs a evolução da oferta e/ou o alívio de demanda), integrando, assim, a cesta</p> | <p>A ABSOLAR sinaliza que a premissa inicialmente proposta pela AIR para a valoração deste benefício da GD não é adequada.</p> <p>Primeiramente, destaca-se que a GD não está devidamente integrada ao planejamento de expansão setorial. Apenas a partir de 2016 a GD passou a ser contabilizada nos estudos de planejamento do SEB, porém sob a perspectiva da redução da demanda e não da expansão da oferta. Adicionalmente, a GD não entrou como fator determinativo no planejamento da expansão da matriz elétrica brasileira, uma vez que efetivamente não depende de investimentos executados ou contratados diretamente pelo Governo Federal, diferentemente da habitual expansão da geração ou transmissão.</p> |



de atributos considerados no planejamento que culminaram no sinal econômico traduzido pelo Custo Marginal da Expansão – CME.

70. O CME é o custo associado ao atendimento de uma demanda adicional de energia no âmbito da resolução do problema da expansão, cujo objetivo é estabelecer a estratégia ótima de alocação diante dos recursos disponíveis da oferta e dos requisitos da demanda, observadas as condições de contorno firmadas pela política setorial – CNPE, traduzidas na igualdade entre o CME e o Custo Marginal da Operação – CMO e a manutenção do risco de déficit de energia menor ou igual a 5%. A técnica atualmente empregada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE30 leva em conta a minimização do valor esperado do custo total da expansão, cuja composição é feita pela soma dos custos de operação e de investimento.

(...)

Existe uma discussão conceitual acerca do real valor da energia elétrica evitada considerando além do CME, valores que reflitam os custos de mais curto prazo do SEB, como o Custo Marginal de Operação Médio (CMO_{médio}) ou ainda o PLD_{médio}. Adicionalmente o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), por determinação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), estabelece um despacho termelétrico preventivo, fora da ordem de mérito definida pelos modelos de otimização, com objetivo de aumentar a segurança de abastecimento energético do SIN. Os custos operativos adicionais são cobertos por meio de encargos por segurança energética pagos pelo consumo e não são incorporados no CMO e na formação do preço do Mercado de Curto Prazo (MCP), causando algumas distorções na sinalização além de pagamento significativo de encargos pelos consumidores brasileiros. A GD contribui para evitar todos esses custos aos consumidores, mesmo para aqueles que não investiram diretamente em GD, trazendo um benefício transversal percebido por toda a sociedade.

O processo de formação do preço de curto prazo deve ser coerente com as decisões operativas e com os critérios utilizados no planejamento da expansão da matriz elétrica brasileira. Com a inclusão dos mecanismos de segurança fora da ordem de mérito houve um distanciamento entre os critérios utilizados na formação de preços e os critérios utilizados para o planejamento da expansão e da operação, provocando uma distorção na sinalização econômica fornecida pelo PLD. Dessa forma, verificam-se situações em que o PLD se encontra em patamares relativamente baixos, ao mesmo tempo em que os mecanismos de segurança adicionais apontam para a necessidade de despacho antecipado de usinas termelétricas de alto custo de operação para a sociedade.

Para manter a coerência operativa e comercial prevista no planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro, especialmente no cálculo da Garantia Física e dos parâmetros dos leilões de energia elétrica, é de fundamental importância que sejam adotadas as mesmas premissas para esses cálculos e para a precificação real das transações de energia do MCP. Caso contrário, podem ocorrer distorções de difícil previsibilidade. Por esse motivo, os consumidores são impactados por eventuais distorções entre os custos previstos para a precificação dos leilões e os custos efetivamente obtidos considerando mecanismos exógenos aos modelos utilizados na expansão, operação e precificação do sistema.



Em função das condições hidrológicas desfavoráveis vivenciadas nos últimos anos e agravadas durante a estação seca de 2018, medidas heterodoxas aos modelos de otimização para o despacho de usinas termoeletricas, visando a garantia de níveis de reservatórios nas cabeceiras das principais bacias hidrográficas do SIN, foram apresentadas pelo ONS e implantadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Tais medidas se basearam na estimativa de Curvas de Referência de armazenamento para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e para os reservatórios de usinas de cabeceira dos rios Grande e Paranaíba, bem como nos respectivos acompanhamentos dos níveis verificados, de forma que, em caso de violação das condições de contorno, despachos termoeletricos adicionais aos indicados pelos modelos de otimização por ordem de mérito fossem efetuados, buscando, assim, a manutenção desses níveis de referência de armazenamento hídrico.

Para mitigar o despacho fora da ordem de mérito que não é previsível pelos agentes e aprimorar a formação de preços e o acoplamento com a operação, a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), criada pela Resolução CNPE nº 01/2007 com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e a CCEE, está avaliando a implantação em 2020 de consideração de níveis mínimos operativos nos reservatórios equivalentes de energia do SIN, representados no modelo NEWAVE pelo acrônimo VminOp (Volume Mínimo Operativo).

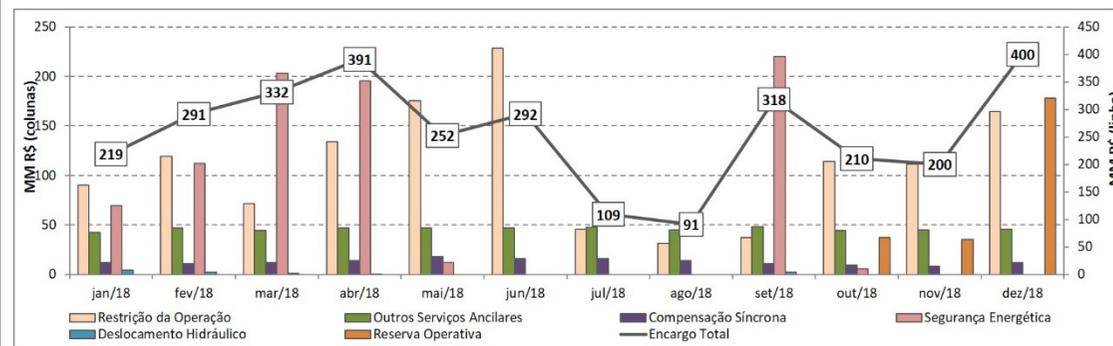
Até julho de 2019 a CPAMP deverá avaliar a adoção do Mecanismo de Aversão ao Risco: CVaR + Volume Mínimo Operativo (VMinOp) com vistas a ampliar a aderência dos modelos de otimização ao que se adota na operação do SIN, avaliando-se também a aplicação do VminOp em todos os meses do ano.

Em suma, a consideração do CME para valorar a energia evitada não é ideal, uma vez que as premissas e critérios utilizados na operação não estão refletidas no planejamento, na operação e na formação de preço, especialmente com relação ao despacho termoeletrico adicional por decisão do CMSE para garantir a segurança energética. Desse modo, esta premissa subvaloriza as contribuições positivas da energia elétrica proveniente da GD ao sistema e aos consumidores, prejudicando a GD. Faz-se necessário, portanto, ajustar o valor do parâmetro “energia elétrica evitada”.



Como sensibilidade para a adoção de um valor mais aderente à realidade do sistema, por meio da incorporação de um valor adicional ao CMO/CME, considerou-se os casos de setembro e outubro de 2018, com a adoção do volume mínimo operativo que busca incorporar a decisão de despacho fora do mérito por segurança energética dentro do modelo. Entretanto, entende-se ser necessário alguma medida adicional que incorpore os descolamentos entre o planejamento e a operação e que expresse o real benefício da GD para o sistema.

Os custos incorridos do deslocamento entre o planejamento da operação e a operação real do sistema, seja por motivos elétricos ou energéticos, são rateados para os consumidores do SIN através do ESS. A título de exemplo, em 2018 o ESS resultou em um custo total de aproximadamente R\$ 3,105 bilhões aos consumidores brasileiros. Se houvesse sintonia entre o planejamento e a operação, esses custos estariam embutidos no próprio CMO, fato que não se observa na prática, corroborando a necessidade de ajustes ao modelo.



Fonte: Thyos Energia, 2019.

Mesmo com a busca contínua pelo melhoramento da modelagem, ainda existe uma série de fatores que impedem a modelagem exata e a geração fora da ordem de mérito (GFOM) continua sendo necessária.



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

OPERAÇÃO SISTEMA INTERLIGADO - 8 de fevereiro de 2019

CMSE autoriza despacho de termelétricas fora da ordem de mérito

Usinas com custo até R\$ 588,75/MWh serão acionadas a partir de sábado, 9, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, para garantir o abastecimento

Fonte: Canal Energia, 2019.

Para tanto, a ABSOLAR contratou um estudo da Thymos Energia fez uma análise no período de 1 de setembro a 5 de outubro de 2018, onde o CMSE decidiu despachar usinas termelétricas com CVU acima do CMO, a fim de avaliar a eficácia dos parâmetros de VminOp pelo CPAMP, frente à incorporação da geração fora da ordem de mérito na geração programada. No mês de setembro de 2018, onde foi registrado o maior volume de GFOM, foi também contabilizado o maior valor de ESS do período, que atingiu R\$ 220.071.000,00.

Mantendo a utilização do VminOp apenas para o final do mês de novembro, como proposto, foram realizadas diversas simulações com o objetivo de buscar uma possível combinação de volumes para cada subsistema que mitigasse, de forma considerável, a necessidade de GFOM.

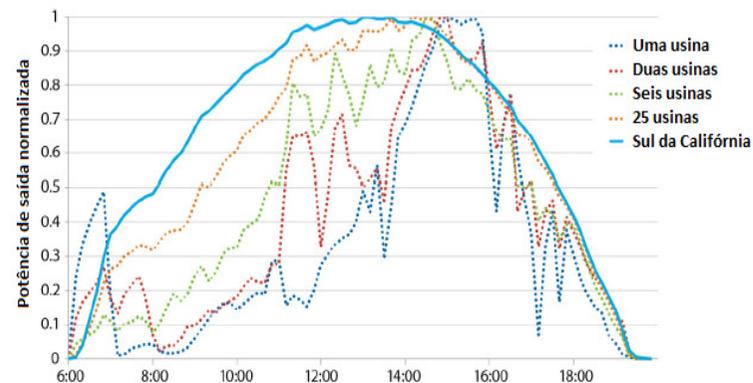
Para todo o período analisado, percebe-se um acréscimo da geração térmica que contempla, em média, 101% da GFOM por motivos energéticos verificada no mês de setembro e 68% na primeira semana de outubro. Para o mesmo caso o CMO teve um aumento médio de 51% no mês de setembro e 16% no mês de outubro.

Conforme explanado neste item, o CME não reflete as condições operativas do sistema e está sendo discutida a operacionalização do VMinOp para mitigar o despacho fora da ordem de mérito. Outro aspecto não considerado atualmente pelo modelo é a alteração no regime de vazões hídricas no longo prazo e a redução da eficiência de geração hidrelétrica efetivamente verificada nos últimos anos – os modelos tem consistentemente superdimensionado a geração hídrica real e, conseqüentemente, subestimado os custos operativos do sistema.

A variabilidade da geração solar fotovoltaica pode ser considerada sem sobressaltos como um fator dinâmico na análise da postergação de investimentos. De fato, a variabilidade deve ser analisada, e a ABSOLAR destaca o efeito portfólio locacional da geração solar fotovoltaica, decorrente da característica geograficamente dispersa da GDFV. A dispersão geográfica de



sistemas solares fotovoltaicos, com operação simultânea em diferentes microclimas do País, proporciona notável robustez e geração estável à tecnologia, já confirmada por operadores de sistemas elétricos de outros países, como no caso da Califórnia, conforme ilustrado pela figura abaixo.



Fonte: LEW et al., 2013.

Desse modo, foi realizada uma sensibilidade considerando o valor do CME Energia acrescido de um fator de 50% a fim de adequadamente incorporar os impactos não capturados nem na operação por ordem de mérito, nem no planejamento do sistema. O resultado desta análise aponta para um valor da energia elétrica evitada de aproximadamente **R\$ 270,00/MWh**, sendo este valor mais realista para a metodologia de análise proposta por esta AIR. Cabe destacar que a incorporação de um valor mais realista, justo e correto para este parâmetro, por si só, altera de forma significativa os benefícios proporcionados pela GDFV, de tal modo que a mesma passa a agregar benefícios líquidos representativos aos demais consumidores.

Por este motivo, consideramos a correção desta premissa uma questão fundamental para as análises da ANEEL, em linha com o objetivo principal desta AIR, de avaliar o valor proporcionado pela GDFV à sociedade brasileira.

8.3.2.2 Redução de perdas na distribuição

A ANEEL, por meio do PRODIST, instituiu em 2014 que o cálculo de perdas técnicas na rede de distribuição MT/BT deve ser realizado por meio de fluxo de potência. Com o apoio e



77. Na equação (1), foi adotado, como custo da energia evitada, o mesmo valor calculado no item anterior (207 R\$/MWh) e o percentual de perdas utilizado foi definido como sendo o percentual médio de perdas técnicas regulatórias na distribuição (7,44%).

expertise de uma consultoria especializada do setor elétrico e com base na própria metodologia da ANEEL, a ABSOLAR realizou simulações de perdas para diferentes níveis de penetração de GDFV (de 1 a 5%) utilizando dados do sistema de distribuição de um conjunto de diferentes concessionárias (GeoPerdas) e o software de código aberto Open Distribution System Simulator – OpenDSS.

Em uma rede de distribuição radial, a curva de carga na entrada do alimentador depende, fundamentalmente, das curvas de carga e da magnitude de consumo de cada consumidor da rede. Nas redes de distribuição radiais, a GDFV representa pequenas fontes de corrente, alocadas ao longo do alimentador, diminuindo seu fluxo. A resposta do sistema face à entrada da GDFV se dá de forma diferente em função da configuração do alimentador, das curvas típicas dos consumidores, da localização da GDFV, entre outros fatores, dificultando a sua generalização.

Portanto, foram realizadas simulações considerando diferentes estudos de caso: alimentadores com perfis residenciais, comerciais, industriais e rurais. Para cada perfil de carga de alimentador, foram feitas sensibilidades variando o percentual de penetração da GDFV entre 1% e 5% e a inserção de GDFV em consumidores, principalmente residenciais e comerciais, em BT e MT. (Anexo II)

Considerando todas as simulações e sensibilidades realizadas neste estudo, os resultados apontam para uma redução de perdas de até 18,6%. Com base na vasta gama de cenários avaliados, a ABSOLAR recomenda a adoção de um valor médio de 7,44% para a redução de perdas na distribuição. É importante observar que nas redes de MT e BT, a variação das perdas é muito sensível à:

- Dependência da configuração do alimentador e da localização da subestação AT/MT;
- Dependência da localização da GDFV; e
- Dependência da curva de carga dos consumidores na região.

Desse modo, buscando otimizar e fomentar aproveitamento dos benefícios de redução de perdas proporcionados pela GDFV, a ABSOLAR propõe à ANEEL avaliar formas complementares de incentivar os consumidores a instalem seus sistemas de GDFV em pontos de maior interesse técnico para as redes. Por exemplo, tais incentivos poderiam ser



| | |
|--|---|
| | <p>viabilizados com recursos já existentes para fins de melhoria de infraestrutura de distribuição, ou ainda via recursos dos programas de pesquisa e desenvolvimento ou eficiência energética da ANEEL voltados ao SEB.</p> |
| <p>8.3.2.3 Redução de perdas na transmissão</p> <p>78. Para o cálculo da influência da GD na redução de perdas nos sistemas de transmissão, adotou-se o mesmo procedimento utilizado para a distribuição, alterando-se apenas o percentual de perdas técnicas para 5%, equivalente às perdas técnicas totais da Rede Básica.</p> | <p>As perdas elétricas associadas ao transporte de energia elétrica no SIN, por meio da rede básica, são calculadas pela diferença entre a geração e o consumo total do SIN (medição física). O cálculo e a consideração de perdas no sistema elétrico e as respectivas alocações aos pontos de medição são tratados pelos Processos de Medição (física e contábil) de responsabilidade da CCEE. Os dados de energia elétrica são coletados nos pontos de medição, pela CCEE, por meio do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE). São absorvidas na proporção de 50% para os consumidores e 50% para os geradores participantes do rateio de perdas na Rede Básica.</p> <p>Através do programa de fluxo de potência do ANAREDE é possível obter, também, as perdas do SIN dada as condições de carga, geração e topologia do sistema definidas. Para simular as perdas evitadas na transmissão, a ABSOLAR em conjunto com uma consultoria especializada no setor elétrico (Anexo II), utilizou as seguintes premissas:</p> <ul style="list-style-type: none">- Base de dados: Plano de Ampliações e Reforços na Rede de Transmissão do ONS;- Avaliação no patamar de carga média de junho de 2015 e 2019;- Inserção de geração fotovoltaica de 5%, 10% e 20%, em áreas do SIN, em relação a respectiva carga (MW) da área;- Redução de geração ativa para compensar redução de carga dada a inserção da GDFV em Ilha conforme procedimento ONS;- Mensuração das perdas elétricas utilizando o programa de fluxo de potência do ANAREDE; |



| | |
|---|--|
| | <div data-bbox="1025 306 1523 343" data-label="Section-Header"><h2>Inserção de Geração Fotovoltaica</h2></div> <div data-bbox="1025 363 2056 427" data-label="Text"><p>A inserção de geração fotovoltaica foi representada no programa de fluxo de potência como redução da carga, da respectiva área, em 5, 10 e 20%.</p></div> <div data-bbox="1025 450 1854 874" data-label="Diagram"><pre>graph TD; A[ETAPAS PARA SIMULAÇÃO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GERAÇÃO FV EM 5%] --> B[Partindo do caso do caso de fluxo de potência de referência (.sav) do PAR e PAR-DIT (2014-2016) e PAR 2018-2020]; B --> C[Obtenção do valor de carga (MW), da área analisada, da base de dados de referência]; C --> D[Reduzida em 5%]; D --> E[EXECUÇÃO DO DO FP];</pre><p>Patamar de carga média - junho de 2015 Patamar de carga média junho e dez. 2019</p><p>O mesmo procedimento foi realizado para a inserção de geração FV de 10% e 20% em relação a carga ativa.</p></div> <div data-bbox="1317 928 1792 965" data-label="Text"><p>Fonte: Thymos Energia e MC&E, 2019.</p></div> <div data-bbox="990 981 2094 1117" data-label="Text"><p>Os resultados mostram redução de perdas técnicas médias da AT e RB de até 18% para o cenário base de 5% de penetração de GDFV no SIN. Dessa forma, avaliamos que a premissa da ANEEL seja demasiado conservadora ao propor apenas 5% de redução de perdas na transmissão.</p></div> |
| <h3>8.3.2.4 Redução na capacidade máxima do sistema</h3> <p>81. Percebe-se, da Figura 6, que o pico de demanda do SIN aconteceu no período da tarde, em um dia quente de verão. Esse comportamento tem se repetido nos últimos anos. Isso demonstra que a rede de transmissão e a capacidade de geração (em termos de potência) devem ser dimensionados para atendimento a essa carga máxima. Tendo em vista que a geração</p> | <p>A ABSOLAR concorda com a AIR quanto ao fato da GDFV proporcionar alívio na operação do SIN e da rede de distribuição: a GDFV gera energia elétrica justamente nos horários de maior demanda observada no SIN, contribuindo para aliviar o atendimento da carga e reduzir custos aos consumidores, inclusive aqueles que não investem em GDFV. Por isso, há benefício efetivo da GDFV à operação, benefício este que é apropriado por todos os</p> |



distribuída é predominantemente solar fotovoltaica e que o pico da Rede Básica acontece em dias quentes no início da tarde (horário com elevada irradiação solar e, portanto, com capacidade efetiva de contribuição pelas fontes fotovoltaicas), a GD acaba por contribuir para redução desse pico de demanda.

consumidores do País. Complementando as informações apresentadas sobre o tema na AIR, são apontados na tabela abaixo os principais recordes de carga do SIN (fonte: ONS, 2019):

| Dia | Carga | Horário |
|------------|-----------|---------|
| 30/01/2019 | 90.525 MW | 15h50 |
| 23/01/2019 | 89.114 MW | ~15h00 |
| 22/01/2019 | 87.500 MW | 15h26 |
| 16/01/2019 | 87.000 MW | ~15h00 |
| 15/01/2019 | 85.800 MW | 15h39 |
| 05/02/2014 | 85.708 MW | 15h41 |

Dados SIN - 2019

(base de dados ANAREDE)

| Configuração | Patamar de Carga | Geração (MW) | Carga (MW) | Perdas (MW) |
|--------------|---------------------|--------------|------------|-------------|
| | Pesada ¹ | 95.091,80 | 91.033,49 | 3.359,08 |
| Junho | Média ¹ | 96.870,46 | 92.673,68 | 3.536,07 |
| | Leve ² | 57.634,90 | 55.427,00 | 1.664,73 |
| | Pesada ³ | 97.977,94 | 92.995,37 | 3.649,14 |
| Dezembro | Média ³ | 104.671,90 | 99.277,58 | 4.058,42 |
| | Leve ⁴ | 61.443,63 | 58.362,10 | 2.178,29 |

¹ Maior carga, por empresa, entre abril e setembro.

² Carga, por empresa, de junho.

³ Maior carga, por empresa, entre outubro e março do ano seguinte.

⁴ Carga, por empresa, de dezembro.

Patamar de carga pesada - 18h às 21h (2ª feira a sábado) - (Dom./Fer.)

Patamar de carga média - 07h às 18h / 21h às 24h (2ª feira a sábado) 17h às 22h (Dom./Fer.)

Patamar de carga leve - 00h às 7h (2ª feira a sábado) 00h às 07h / 22h às 24h (Dom./Fer.)

Patamares de carga, acima citados, são sem horário de verão

82. Todavia, dada a intermitência da fonte, não seria possível inferir que cada unidade de potência instalada de GD fotovoltaica representaria a mesma unidade de potência excluída do sistema. Em outras palavras, cada 1 kW de GD não reduz, necessariamente, 1 kW da carga máxima do SIN. Nesse caso, é necessário determinar a capacidade de carregamento de carga efetiva da GD (Effective Load Carrying Capability – ELCC). Dentre os trabalhos que tratam desse tema, destaca-se a comparação de

A premissa utilizada pela AIR para este parâmetro é excessivamente conservadora e não está alinhada com as características específicas do cenário brasileiro, nem tampouco reflete os avanços tecnológicos em termos de performance e eficiência observados pelo do setor solar fotovoltaico desde a publicação do estudo utilizado como referência.

Desse modo, há a necessidade de atualização do parâmetro ELCC para valores condizentes com a realidade brasileira devido, entre outros fatores, à:



diversos métodos apresentada pela Ohio State University e pelo NREL no estudo Comparison of Capacity Value Methods for Photovoltaics in the Western United States³². Nesse trabalho, os autores concluem que os ELCCs variam entre 52% e 86%. Apesar de os estudos analisados considerarem as características específicas dos Estados Unidos, é de se esperar que, para o caso brasileiro, os valores sejam semelhantes ou superiores, dada a menor variação intra-anual da irradiação no país e a grande dimensão do SIN, que permite diluir os efeitos da intermitência da fonte. **Adotando-se, porém, uma postura de precaução, optou-se por considerar o valor mínimo apontado pelos pesquisadores para o ELCC, de 52%.**

- (i) Contribuição elevada da geração solar fotovoltaica coincidente com o período de demanda de pico do sistema elétrico brasileiro, conforme relatado no item 81.
- (ii) Evolução na performance da tecnologia desde o período de avaliação do estudo (dados técnicos defasados, datando do período de 1998 a 2005);
- (iii) Características atuais do perfil de carga da matriz elétrica brasileira, diferentes do perfil de carga da matriz elétrica dos EUA, país base do estudo referenciado pela AIR;
- (iv) Melhores índices médios de irradiação solar brasileiros frente aos valores observados nos EUA;
- (v) Perfil mais estável da irradiação no Brasil (comprovado pelos Boletins Mensais do ONS) e, portanto, menor variabilidade inter e intra-anuais;
- (vi) Extensão continental do território brasileiro e operação do sistema de forma integrada (SIN), que permite maior aproveitamento do efeito portfólio locacional intra-fonte (menor variabilidade da geração solar fotovoltaica devido à dispersão geográfica dos sistemas).

Adicionalmente, cabe destacar que o valor do ELCC neste estudo está correlacionado com as características técnicas do sistema solar fotovoltaico, sendo diferente para sistemas com estrutura fixa (caso mais habitual para sistemas utilizados em geração local) e com rastreamento solar em um eixo (caso mais habitual para sistemas utilizados em geração remota).

Desse modo, recomendamos à ANEEL duas opções diferentes para um tratamento mais preciso e realista do ELCC, buscando melhor representar as contribuições elétricas da GDFV ao Brasil:

- Opção 1: desmembrar o valor do ELCC em 0,60 para a planilha de geração local e 0,75 para a planilha de geração remota; e
- Opção 2: utilizar um único valor médio do ELCC de 0,68 para ambas as planilhas da AIR.



87. Cabe destacar que, em razão das regras atualmente vigentes para cálculo da participação financeira no momento da conexão desses agentes, parte da tarifa paga pelos consumidores seria utilizada para amortizar o eventual investimento para conexão que tenha sido arcado pela concessionária por meio do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora – ERD. Ao se considerar que toda a quantia paga pela minigeração a título de demanda seria tida como um benefício adicional para os demais consumidores, estaria sendo considerado, por consequência, que o ERD para esses casos teria sido nulo. **Essa consideração deverá ser utilizada para definição da forma de conexão da minigeração durante a Audiência que será aberta em 2019 para discussão do texto da norma.**

A ABSOLAR está de acordo com essa definição.

8.3.2.7 Expansão do sistema de transmissão e de distribuição:

88. A geração distribuída atrelada a uma unidade consumidora com carga relevante pode implicar na redução da energia absorvida da rede por essa unidade, levando a um alívio de carga que permitiria a utilização da capacidade remanescente da rede por outros usuários. Todavia, a energia injetada pela micro ou minigeração pode não necessariamente levar a esse mesmo efeito, dependendo do fluxo de potência na rede nos instantes de injeção. Dada a dificuldade de modelar as incertezas relativas ao impacto da GD intermitente nas redes de média e baixa tensão, **optou-se por não valorar esse quesito na presente AIR. Todavia, na hipótese de discordância dessa suposição pelos agentes, espera-se que sejam apresentados modelos confiáveis de valoração desse impacto da GD para que esse critério seja eventualmente acrescido ao modelo de AIR analisado pela ANEEL.**

Para cálculo da postergação de investimentos no sistema de transmissão:

A geração de energia elétrica em BT e MT proveniente da GDFV, reduz o uso das redes de transmissão, resultando em um benefício imediato ao sistema e reduzindo a necessidade de novos investimentos em reforços destas redes. Tal benefício encontra-se amplamente fundamentado em dados reais de mercados de energia elétrica de outras regiões do mundo e não deve ser deixado de fora da análise no cenário brasileiro, País de dimensões continentais e que possui custos significativos com infraestrutura de transmissão elétrica, rateados entre todos os consumidores. Desse modo, atendendo à solicitação da ANEEL e discordando da premissa de não valorizar este importante atributo da GDFV na AIR, a ABSOLAR apresenta uma metodologia para quantificar este benefício.

É possível ponderar o crescimento de GDFV pelo Custo Marginal de Capacidade (CMC) evitado da transmissão. Dada a característica de indivisibilidade da rede elétrica, é possível utilizar como “proxy” do CMC, o Custo Incremental Médio, que é obtido a partir do PDE. Outra possibilidade é utilizar o custo médio definido como a RAP/Demanda. Neste caso, calcula-se a média das razões anuais $\Delta RAP/\Delta MUST-C$ disponíveis: RAP – Receita Anual Permitida de Transmissoras e MUST-C – Montante de Uso do Sistema de Transmissão Contratado.

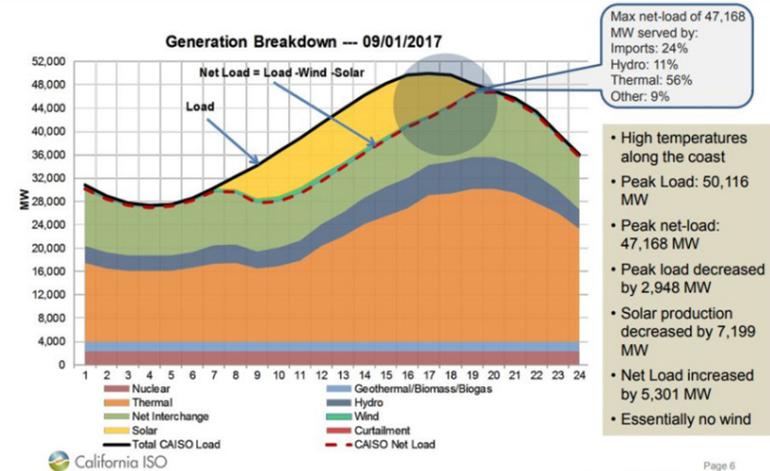


Usando as RAPs prospectivas, mais realistas que as do PDE 2026, e os valores de MUST-C chega-se ao valor médio de **R\$ 703,00/MW**, valor este recomendado pela ABSOLAR para adoção no cálculo de postergação de investimentos em infraestrutura de transmissão. Destaca-se, ainda que os valores das RAPs estão sendo trabalhados pela CP 004/2018 (segunda fase).

Deve-se considerar que os investimentos em T&D têm relação também com as necessidades de capacidade e ponta do sistema. Analogamente, conforme metodologia adotada pela ANEEL na AIR, poderia ser utilizado o fator ELCC (0,52 a 0,86) como sinalizador deste acoplamento.

| Ciclo | RAP anterior | RAP CP4/18 | MUST-C | Δ RAP/ Δ MUST-C | Δ RAP/ Δ MUST-C |
|-----------|---------------|---------------|---------|-------------------------------|-------------------------------|
| 2018-2019 | 19.328.005,69 | 19.328.005,69 | 91.949 | | |
| 2019-2020 | 21.299.152,74 | 21.702.930,27 | 92.911 | 2.048 | 2.468 |
| 2020-2021 | 23.524.707,56 | 25.020.178,02 | 93.291 | 5.858 | 8.732 |
| 2021-2022 | 26.225.720,28 | 29.113.268,50 | 114.211 | 129 | 196 |
| 2022-2023 | 28.869.401,06 | 33.153.100,71 | 117.362 | 839 | 1.282 |
| 2023-2024 | 31.010.112,52 | 36.367.178,01 | 120.900 | 605 | 909 |
| 2024-2025 | 33.090.453,71 | 39.359.436,42 | 124.136 | 643 | 925 |
| 2025-2026 | 31.967.931,54 | 39.126.429,38 | 128.136 | (281) | (58) |

Em estudo lançado no ano passado, o *California Independent System Operator (CAISO)*, operador do sistema do estado da Califórnia, nos EUA, comprovou uma economia aos consumidores californianos de mais de US\$ 2,6 bilhões em investimentos na transmissão (advindos do cancelamento de 20 projetos de transmissão previamente previstos e da revisão de 21 projetos de investimentos complementares de reforço de transmissão já existente), beneficiando todos os consumidores do referido estado, inclusive os consumidores que não investiram diretamente em GDFV. A imagem a seguir, extraída do relatório oficial do CAISO, aponta, também, que no dia 01/09/2017 o pico de carga da rede foi reduzido em quase 3 GW, graças à geração solar fotovoltaica disponível no estado.



Para cálculo da postergação de investimentos no sistema de distribuição:

A geração de energia elétrica em BT e MT proveniente da GDFV proporciona o alívio no uso das redes de distribuição à montante, resultando em um benefício imediato ao sistema e reduzindo a necessidade de novos investimentos na expansão dessas redes. Estes benefícios podem ser mensurados a partir da seguinte metodologia:

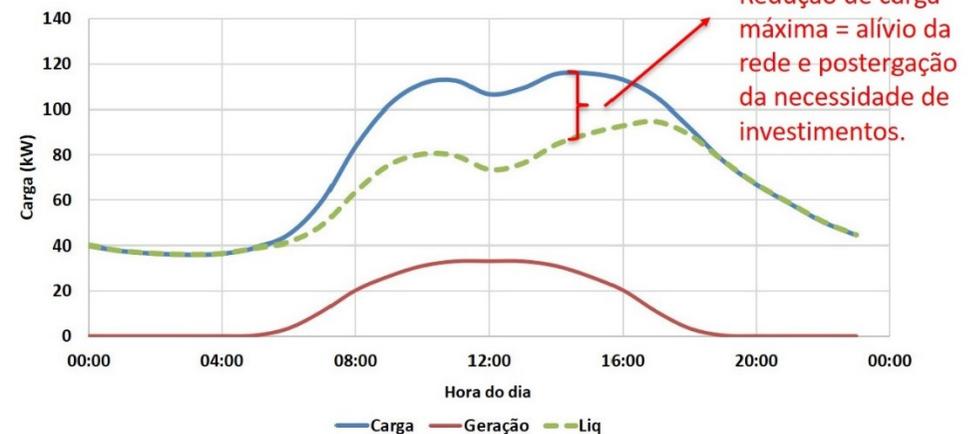
1. Valorando a contribuição da GDFV para a redução da carga máxima em cada nível de tensão da rede de distribuição;
2. Multiplicando a redução de carga máxima pelo custo de capacidade de cada nível de tensão da rede de distribuição. A figura abaixo exemplifica a metodologia apresentada nesta contribuição.



Efeito Vizinhança – Alívio da Rede de Distribuição

- Há contribuição efetiva da GDFV (local e remota) ao atendimento da carga da região elétrica imediatamente vizinha, aliviando o sistema local.

Exemplo de contribuição para redução da carga máxima com GD FV – Perfil de Carga Comercial



A metodologia proposta está resumida a seguir – lembrando que se trata de uma simplificação para obter resultados que representem uma média Brasil, mas a mesma análise pode ser feita de maneira totalmente desagregada (por consumidor-tipo e por distribuidora), a critério da ANEEL.

A partir das curvas de medição ajustadas de cada consumidor-tipo de cada distribuidora, disponíveis no site da ANEEL pelos processos de revisão tarifária (<http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>):

1 – Consolidar as curvas de carga de consumidores-tipo para obter uma curva representativa do Brasil para cada perfil de consumidor (analogamente, a análise pode ser feita de forma desagregada por perfil de cada distribuidora);



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

2 – Assumir perfis típicos de geração solar fotovoltaica. A ABSOLAR considerou quatro configurações de geração representativas da fonte, para uma avaliação de sensibilidade da metodologia proposta: (1) boa (dia ensolarado sem nuvens), (2) reduzida (baixa irradiação solar ou sistema gerando menos energia elétrica), (3) variável (alta variabilidade da irradiação – dia ensolarado, porém com grande volume de nuvens passageiras), e (4) flat (dia nublado, com índices de irradiação solar mínimos);

4 – Assumir um determinado grau de penetração de potência instalada de GD para cada perfil, considerando uma simplificação, como se cada alimentador da rede de distribuição atendesse primordialmente a um perfil de consumidor;

5 – Calcular a diferença entre as curvas horárias de carga e a curva de geração solar fotovoltaica, obtendo o delta de carga máxima obtido. Quanto maior a coincidência entre os valores horários de carga máxima e a geração horária solar fotovoltaica, maior será a redução da demanda máxima do sistema de distribuição proporcionada pela GDFV, em benefício do sistema;

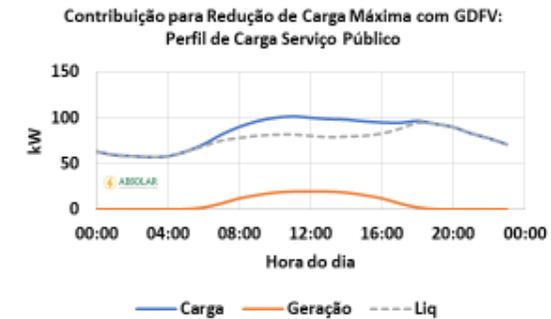
6 – Proporcionalizar os resultados do item 5 de cada consumidor-tipo, com base na respectiva representatividade da carga na carga total do sistema, considerando cada nível de tensão;

7 – Valorar cada unidade de demanda máxima reduzida pelo custo de capacidade de cada distribuidora (R\$/kW) em cada nível de tensão BT/MT.

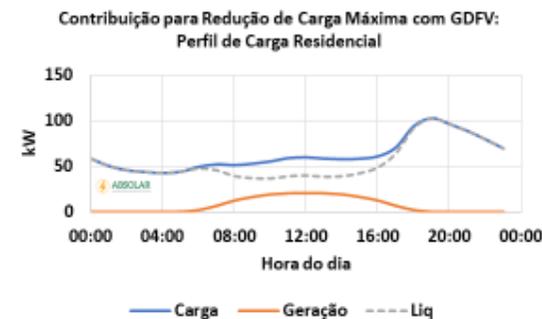
Considerando as mesmas premissas de projeção da GDFV apresentadas pela ANEEL em sua AIR, bem como usando como referência as condições de um dia ensolarado, a ABSOLAR calculou um benefício cujo VPL para o setor seria de **R\$ 4.207.167.130,00**, quando mantida a Alternativa 0 para o SCEE. Mesmo quando considerados os demais cenários de geração (configurações 2 a 4 do item 2 acima) o VPL continua sendo sempre positivo, mesmo que seja reduzido em comparação com os valores de um dia ensolarado, confirmando a existência de um benefício líquido à rede e aos consumidores.



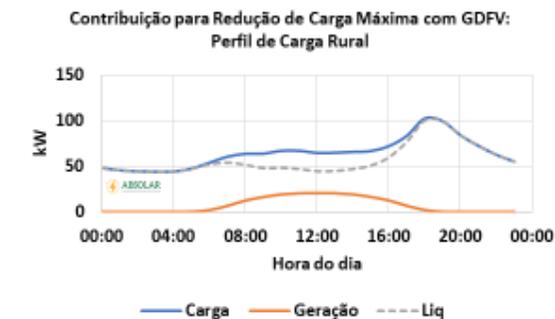
Fonte: ABSOLAR, 2019.



Fonte: ABSOLAR, 2019.



Fonte: ABSOLAR, 2019.



Fonte: ABSOLAR, 2019.



| | |
|---|--|
| | <div style="display: flex; justify-content: space-around;"><div data-bbox="1003 277 1541 635"><p>Contribuição para Redução de Carga Máxima com GDFV: Perfil de Carga Industrial</p><p>Fonte: ABSOLAR, 2019.</p></div><div data-bbox="1563 277 2101 635"><p>Contribuição para Redução de Carga Máxima com GDFV: Perfil de Carga A4 + A3a</p><p>Fonte: ABSOLAR, 2019.</p></div></div> |
| <p>90. Ambas as componentes da energia podem incorrer em custo para os consumidores que não instalam geração própria, uma vez que elas representam uma redução de mercado da distribuidora, podendo haver um efeito redistributivo nos valores das tarifas. Tal efeito não ocorreria caso houvesse uma redução dos custos da distribuidora na mesma proporção que a redução do seu mercado (causada pela redução do consumo da unidade que instalou GD). Nos cálculos desta AIR, a parcela de energia injetada na rede foi assumida como um custo, mas o mesmo tratamento não foi dado à energia gerada e simultaneamente consumida, dado se tratar de uma simples ação de eficiência energética.</p> <p>91. A componente da energia consumida de forma não simultânea à geração é injetada na rede, sendo convertida em créditos. Na prática, a rede assume o papel de uma “bateria virtual”, uma vez que a energia nela injetada é posteriormente utilizada para abater o consumo da unidade consumidora. Dessa forma, o sistema de distribuição deve estar dimensionado para receber essa energia. Mesmo assim, na alternativa 0, a energia injetada é valorada pela tarifa de fornecimento do consumidor (que inclui, além da componente de energia, componentes destinadas a remunerar os serviços de distribuição e de transmissão, as perdas e os</p> | <p>A ABSOLAR concorda com a abordagem adotada pela AIR da ANEEL de considerar a parcela da energia gerada e consumida de forma simultânea como uma medida de eficiência energética. De fato, a parcela de energia elétrica que é consumida simultaneamente à geração se caracteriza como uma ação de eficiência energética, pois reduz o fluxo de energia elétrica nas redes de distribuição, proporcionando redução de consumo elétrico e do fator de carga da respectiva unidade consumidora. Enquanto o fator de carga médio observado em BT é de 55%, unidades consumidoras com GD analisadas apresentaram fatores de carga em torno de 30% (Fonte: TR Soluções). Por exemplo na BT, a GD é comparável às ações de redução de consumo direto (exemplo: desligar equipamentos elétricos na unidade consumidora), adoção de equipamentos mais eficientes, unidades consumidoras vazias ou que possuam sazonalidade em seu perfil de consumo (exemplo: casas de praia, hotéis, produtores rurais). Equivalentemente, para unidades consumidoras em MT, a energia elétrica de GDFV consumida simultaneamente à geração possui as mesmas características do uso dos geradores no horário de tarifa de ponta por consumidores horosazonais. Desse modo, o consumidor com GDFV não pode ser penalizado por reduzir o seu próprio consumo de eletricidade, em especial se o consumidor realiza investimentos para tal.</p> <p>É inerente ao negócio de distribuição que a infraestrutura de rede precise estar disponível caso haja falha do gerador usado no horário de ponta, ou variação na geração de um sistema de GDFV. Porém, é importante destacar que, quando a eletricidade proveniente da rede varia ou</p> |



encargos). As demais alternativas analisadas nesta AIR alteram essa proporção, de forma que a energia injetada seria valorada por algumas componentes dessa tarifa de fornecimento (a depender da alternativa selecionada). **Para a avaliação na AIR, a energia injetada na rede (quantificada conforme a alternativa considerada) é contabilizada como um custo para os demais consumidores.**

92. Já sobre a parcela de energia que é consumida simultaneamente à geração, pode-se considerá-la como uma medida de eficiência energética adotada pelo consumidor. **Na prática, do ponto de vista da distribuidora, o efeito de um consumidor trocar suas lâmpadas incandescentes por lâmpadas de LED, reduzindo seu consumo, por exemplo, de 500 kWh para 380 kWh é o mesmo do consumidor que gera a energia e a consome sem utilizar a rede, reduzindo na mesma proporção seu consumo.** Por isso, para escolha da alternativa a ser aplicada à GD, esta AIR não considera a redução de consumo ocorrida em função da geração simultânea à carga como um custo aos demais consumidores.

93. Todavia, de maneira a explicitar a total redistribuição de custos que poderia ocorrer caso a parte de eficiência energética fosse incluída nos custos aos demais consumidores, esses valores serão apresentados para permitir uma discussão mais aprofundada. Cumpre aqui lembrar que, caso essa redução de consumo fosse considerada como um custo, seria razoável também considerar os benefícios advindos da postergação de investimentos em redes de distribuição e de transmissão em virtude da GD. **Tais benefícios não foram considerados nesta AIR, pois ainda há uma série de discussões sobre sua amplitude e sobre como calculá-los a partir da energia injetada na rede.** Contudo, a redução de consumo em mercados em desenvolvimento, como é o caso do Brasil, resulta em benefícios mais evidentes do que em mercados que não apresentam crescimento.

apresenta falhas, o que é uma realidade em diversas regiões do Brasil, o sistema de GDFV ou o gerador usado no horário de ponta podem servir de suporte para a rede, ou, com os procedimentos operativos adequados, como backup para a unidade consumidora.

Além disso, a AIR desconsiderou os benefícios da GDFV local e remota próxima à carga e a sua contribuição para a rede local, penalizando seus resultados de VPL ao considerar que toda a parcela de energia elétrica injetada na rede é um custo para os demais consumidores. A energia elétrica injetada na rede percorre o caminho mais curto em direção à carga mais próxima. Isso significa que a energia elétrica injetada na rede de distribuição é utilizada pela distribuidora para atender a demanda de cargas próximas ao local de geração, o que se configura como um importante benefício. Tal benefício pode ser denominado de “efeito vizinhança”, pois evita os custos relacionados ao uso da infraestrutura de rede à montante da geração/carga, em prol de todos os consumidores (com ou sem GDFV).

Com relação à questão da postergação de investimentos em transmissão e distribuição, a ABSOLAR apresentou proposta de metodologia no item 88 e recomenda à ANEEL incorporar tais benefícios em suas análises de VPL, uma vez que representam valor considerável gerado em benefício de todos os consumidores.



| | |
|--|---|
| <p>100. Além disso, os cálculos de uma empresa do setor denominada Greener indicam a existência atualmente de 4.029 empresas de micro e minigeração no país, com aproximadamente 6,63 pessoas por firma, o que equivale a um total de aproximadamente 26 mil empregos. Considerando-se que já estão instalados cerca de 550 MW de GD, essas 26 mil vagas corresponderiam a cerca de 47 empregos por MW instalado. Como nem todas as empresas de GD foram criadas exclusivamente para instalação de micro e minigeração, pode-se considerar que as estimativas da IRENA (entre 25 e 30 empregos por MW) estariam adequadas à realidade atual. Dessa forma, esta AIR considera que cada MW de GD instalada poderia ser traduzida na geração de 25 empregos.</p> | <p>A ABSOLAR concorda com a avaliação da ANEEL e recomenda o uso de uma faixa de 25 a 30 empregos gerados por MW instalado.</p> |
| <p>8.4 Premissas e variáveis adotadas 101. A Tabela 6 apresenta as variáveis consideradas na análise de custo-benefício, com as respectivas justificativas para sua adoção. De todo modo, aguardam-se contribuições da sociedade sobre os valores e as premissas aqui apresentados.</p> | <p>Ver referência ao final do documento, na Tabela 1 - Contribuições da ABSOLAR para a Tabela 6 da AIR.</p> |
| <p>Impostos – ICMS: atualmente, todas as Unidades da Federação aderiram ao Convênio ICMS nº 16/2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária – Confaz. Isso significa que, em teoria, todos os Estados estariam aptos a aplicar a cobrança de ICMS somente sobre a diferença entre a energia consumida da rede e a energia injetada pela micro ou minigeração. Contudo, sabe-se que, em algumas localidades, houve um entendimento de que a cobrança de ICMS sobre a parte relativa à componente TUSD da tarifa de fornecimento se daria sobre todo o montante absorvido pela unidade consumidora da rede de distribuição.</p> <p>Tendo em vista que esse entendimento seria restrito somente a uma parcela dos Estados, optou-se, na análise por considerar que a cobrança do Imposto Estadual se daria sobre a diferença entre consumo e injeção. Caso os agentes tenham informações que permitam evidenciar quais localidades estejam, de fato, aplicando a cobrança de ICMS de maneira</p> | <p>Importante atentar para o fato de que, para fins de cálculo de <i>payback</i> dos sistemas de microgeração e minigeração distribuída, faz-se necessário considerar a atual cobrança de ICMS, PIS e COFINS sobre a energia elétrica injetada na rede e posteriormente compensada na forma de créditos de energia elétrica, inclusive nos modelos de geração compartilhada e empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, bem como a cobrança de ICMS sobre a TUSD dos consumidores com microgeração ou minigeração distribuída, mesmo daqueles faturados em modalidade monômnia, conforme identificado pela ANEEL, pela ABSOLAR e pelo mercado em diferentes distribuidoras do País.</p> <p>Estas diferenças tributárias alteram significativamente os valores apresentados na AIR com relação ao <i>payback</i> e à atratividade da GDFV, uma vez que a injusta tributação hoje incidente sobre os consumidores prejudica fortemente o retorno sobre o investimento nos sistemas. Com relação às evidências desta cobrança tributária, além das informações disponíveis na Ouvidoria da ANEEL, encaminhadas por consumidores e empresas de GDFV, a ANEEL pode</p> |



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

diferente, espera-se que essas informações sejam devidamente apresentadas nesta Audiência.

Sabe-se, todavia, que as minigerações com potência superior a 1 MW e aquelas enquadradas como condomínios ou como geração compartilhada não estariam abarcadas pelo convênio. Para considerar esses efeitos, a AIR aqui presente deveria ser dividida em outras duas modalidades, **aumentando consideravelmente sua complexidade**. Além disso, mesmo que a análise fosse diferenciada, correr-se-ia o risco de se estabelecer regras diferentes para essas modalidades com o intuito de diminuir distorções criadas pelo modelo tributário. Nesse caso, entende-se que a ação da ANEEL, com o objetivo de não prejudicar o desenvolvimento da geração compartilhada ou dos condomínios, deverá ser no sentido de articular com os órgãos de Fazenda dos Estados de maneira a permitir que o mercado se desenvolva em equilíbrio.

também emitir comunicado às distribuidoras, solicitando esclarecimento sobre a matéria e metodologia de cobrança aplicada em cada área de concessão. Destaca-se que há divergências entre distribuidoras dentro de um mesmo estado, no tocante à compensação dos créditos de energia elétrica.

Até o momento de encerramento da AP 001/2019, o Estado de Santa Catarina ainda não havia efetivado, via ratificação por meio de legislação estadual, a sua adesão ao Convênio ICMS nº 16/2015, portanto não está apto a conceder a aplicação do ICMS apenas na parcela líquida da energia elétrica dentro do SCEE, conforme premissa de cálculo da AIR.

Desse modo, com base nas informações disponíveis no mercado e no setor, a ABSOLAR está segura de que a premissa de aplicação do ICMS apenas na parcela líquida, em todos os estados e a todas as modalidades de compensação da REN 482/2012, não está adequada e não reflete de forma realista as condições hoje aplicadas aos consumidores adotantes de GDFV.

Destaca-se que o ICMS é um dos principais fatores de perda de competitividade e insegurança jurídica hoje presentes no mercado, gerando entraves significativos para a decisão de investimento de consumidores e representando uma barreira econômica e financeira ao desenvolvimento deste setor no Brasil. O fato de algumas distribuidoras aplicarem o ICMS na TUSD e outras não, além da insegurança jurídica com relação à aplicação do benefício nas modalidades de geração compartilhada e múltiplas unidades consumidores, bem como a restrição da isenção tributária apenas a sistemas com potência até 1 MW, leva a uma perda de atratividade muito significativa que afeta as projeções de crescimento realizadas pela ANEEL, especialmente para projetos de minigeração distribuída.

A participação da ANEEL na resolução desta situação, por meio de interlocuções com os entes responsáveis pela aplicação das regras tributárias no Brasil, em especial as Secretarias Estaduais da Fazenda e o Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) seria uma medida importante para a resolução desta barreira tributária ao desenvolvimento da geração distribuída no País.

Atualmente, apenas o estado de Minas Gerais (MG) aplica o ICMS da forma descrita pela ANEEL na AIR, o que torna a premissa adotada pela ANEEL descolada da realidade média dos estados brasileiros. Ou seja, a tributação aplicada no estado de MG é, de fato, a exceção e não a regra. Portanto, para que a premissa da ANEEL de simplificar o modelo tributário hoje



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

| | |
|---|---|
| | <p>vigente no Brasil seja aplicada corretamente em sua análise, é mais adequado, realista e prudente adotar a metodologia tributária hoje vigente em 26 Unidades da Federação, nas quais não há isenção de ICMS para unidades consumidoras participantes de modelos de compensação baseados em GDFV remota (geração compartilhada e empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras – EMUC), bem como não há isenção de ICMS para a parcela TUSD da tarifa monômnia do SCEE (em todas as modalidades de compensação).</p> <p>Finalmente, não há garantia de que as isenções tributárias de ICMS sejam mantidas ao longo do horizonte analisado, uma vez que dependem de disponibilidade orçamentária dos governos estaduais, bem como da visão política das lideranças eleitas em cada região. A ABSOLAR recomenda que a análise da AIR parta do princípio conservador de que qualquer isenção de ICMS representa fator externo à análise em questão, por não haver garantia de sua aplicação.</p> |
| <p>Impostos – PIS/Cofins: a aplicação da cobrança de PIS/Cofins no Sistema de Compensação obedece ao art. 8º da Lei nº 13.169/2015. Por se tratarem de tributos de natureza Federal, sua aplicação é isonômica em todos os Estados. Nesta AIR, considerando-se os termos da Lei, a cobrança de PIS/Cofins foi aplicada somente sobre a simples diferença entre consumo e injeção.</p> | <p>Também com relação à aplicação do PIS/Cofins observa-se o mesmo problema relatado acima. Efetivamente, a isenção de PIS/Cofins prevista pelo art. 8º da Lei nº 13.169/2015 só é aplicada sobre projetos de geração junto à carga e compensação na modalidade de autoconsumo remoto, ou seja, a AIR parte de uma premissa descolada da realidade do mercado ao considerar a isenção para todas as modalidades de compensação.</p> <p>Estas diferenças tributárias alteram significativamente os valores apresentados na AIR com relação ao <i>payback</i> e à atratividade da GDFV, uma vez que a injusta tributação hoje incidente sobre os consumidores prejudica fortemente o retorno sobre o investimento nos sistemas. Com relação às evidências desta cobrança tributária, além das informações disponíveis na Ouvidoria da ANEEL, encaminhadas por consumidores e empresas de GDFV, a ANEEL pode também emitir comunicado às distribuidoras, solicitando esclarecimento sobre a matéria e metodologia de cobrança aplicada em cada área de concessão. Destaca-se que há divergências entre distribuidoras dentro de um mesmo estado, no tocante à compensação dos créditos de energia elétrica.</p> <p>Atualmente, apenas o estado de Minas Gerais (MG) aplica o PIS/Cofins da forma descrita pela ANEEL na AIR, o que torna a premissa adotada pela ANEEL descolada da realidade média dos estados brasileiros. Ou seja, a tributação aplicada no estado de MG é, de fato, a exceção e não a regra. Portanto, para que a premissa da ANEEL de simplificar o modelo tributário hoje vigente no Brasil seja aplicada corretamente em sua análise, é mais adequado, realista e</p> |



| | |
|--|--|
| | <p>prudente adotar a metodologia tributária hoje vigente em 26 Unidades da Federação, nas quais não há isenção de PIS/Cofins para unidades consumidoras participantes de modelos de compensação baseados em GDFV remota (geração compartilhada e empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras – EMUC). Caso a ANEEL queira simplificar a análise, é mais prudente que considere que nenhuma unidade de GD remota se beneficiaria do desconto.</p> <p>Finalmente, não há garantia de que as isenções tributárias de PIS/Cofins sejam mantidas ao longo do horizonte analisado, uma vez que dependem de disponibilidade orçamentária do Governos Federal, bem como da visão política das lideranças eleitas em cada mandato presidencial. A ABSOLAR recomenda que a análise da AIR parta do princípio conservador de que qualquer isenção de PIS/Cofins representa fator externo à análise em questão, por não haver garantia de sua aplicação.</p> |
| <p>Tratamento das micro e minigerações instaladas até o final de 2019: 25 anos de manutenção na alternativa 0 (alternativa vigente no momento da sua instalação)⁴⁹, ou seja, manutenção da regra existente no momento da conexão até o final da vida útil esperada dos equipamentos de geração.</p> <p><i>49 Em que pese a necessidade de manutenção das regras para as instalações anteriores à data de modificação da Norma, a forma de tratamento efetivamente aplicada a esses casos será definida pela Diretoria da ANEEL no momento oportuno. A adoção de um período de 25 anos na AIR não vincula a decisão da Diretoria à premissa considerada na Análise.</i></p> <p>Tratamento das micro e minigerações instaladas entre a aprovação das novas regras (2020) e a eventual modificação da forma de compensação: 10 anos de manutenção na alternativa vigente à época da instalação, de modo a permitir que o tempo de retorno seja alcançado, diminuindo consideravelmente os riscos a esses agentes. Após cessado o período de manutenção, aplica-se a alternativa vigente.</p> | <p>É correta, bem-vinda e imprescindível a manifestação da ANEEL na AIR no sentido de manter a regra do SCEE pela vida útil das instalações conectadas até o final de 2019. Cabe esclarecer que há modelos de negócio sendo aplicados pelo mercado que foram estruturados com contratos de longo prazo, com durações de até 25 anos, com unidades consumidoras públicas e privadas, motivo pelo qual não seria razoável, em nenhuma hipótese, usar um prazo de vigência relativo ao cálculo de <i>payback</i> simples de um sistema instalado a partir de recursos próprios, já que estas condições não refletem a realidade de mercado aplicada a uma parcela importante de consumidores, investidores e empreendedores atuantes em GDFV por meio da REN 482/2012.</p> <p>Adicionalmente, há notável preocupação do mercado frente à morosidade e aos recorrentes atrasos observados pelo setor quando da interação com as distribuidoras, concessionárias e permissionárias, situação esta que tem se tornado ainda mais complicada desde o início dos trabalhos de aprimoramento da REN 482/2012 conduzidos pela ANEEL.</p> <p>Desse modo, buscando evitar medidas protelatórias prejudiciais ao mercado, a ABSOLAR propõe que seja adotado como parâmetro para a garantia de acesso à regra vigente a data de protocolo da solicitação de acesso pelo interessado para o primeiro ramal participante do SCEE na unidade consumidora, evitando-se assim o risco de interferências negativas no processo de conexão do sistema à rede.</p> |



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

Cabe destacar que a recomendação da ABSOLAR já encontra respaldo na própria REN 482/2012, quando a mesma foi aprimorada pela REN nº 786/2017, ou seja, bastaria a aplicação da mesma metodologia também a este aspecto regulatório.

A data de protocolo da solicitação de acesso é facilmente comprovável por qualquer uma das partes interessadas e pode ser rápida e eficientemente fiscalizada pelo regulador, no caso de contestações. A unidade que solicita o acesso, somente será conectada se atender aos requisitos técnicos e normativos, o que pressupõe a decadência do direito em caso de inconformidades. Tal marco temporal é aplicável também às situações específicas de gatilhos, tema ainda em discussão e sobre o qual a ABSOLAR encaminhou contribuições complementares.

É preciso evitar situações perversas de protelação artificial das aprovações de novos pedidos de conexão, de modo a limitar os beneficiários da regra atual, bem como reduzir o risco de criação de situações que gerem um poder desmedido a agentes e profissionais específicos neste processo, evitando-se também o risco de criação de um mercado negro de aprovações de pedidos de conexão, como observado em outros regulamentos desta natureza.

A data de início da contagem de prazo de 25 anos a ser considerada deve ser o momento da primeira contabilização de participação ao SCEE efetivamente alocada na fatura de energia elétrica da unidade consumidora, de modo a não penalizar ainda mais os consumidores com atrasos recorrentes das distribuidoras na homologação dos sistemas de geração distribuída. Isso também proporciona ao consumidor um registro documental simples e efetivo que poderá ser armazenado e apresentado futuramente, caso haja qualquer questionamento com relação a datas e prazos das regras aplicáveis ao SCEE em anos futuros.

Adicionalmente, é importante esclarecer também a quem caberá tal direito em cada caso: à usina, ao titular da unidade consumidora matriz, ao proprietário do sistema de GDFV; e aos consumidores que usufruem de seus créditos de energia elétrica. É importante que a ANEEL esclareça a questão caso a caso, de forma a não criar um ambiente de insegurança jurídica e regulatória, garantindo que não haverá perda do benefício na eventualidade de troca de titularidade da UC ou mudanças de outras características, como alteração do projeto técnico, alteração do proprietário ou dos consumidores associados (por exemplo, deixa de ser autoconsumo remoto e passa a ser um consórcio, ou seja, caso seja necessário um ajuste na



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

configuração do projeto). Este aspecto é particularmente importante nos casos de geração compartilhada com operação das usinas por consórcios ou cooperativas, na medida em que apesar da usina ter sido protocolada em 2019, pode ter uma defasagem de tempo entre a sua conexão e a definição dos consumidores que farão uso dos créditos de energia elétrica do sistema em questão.

Ainda neste tema, há que se garantir que o benefício se estenderá aos beneficiários dos créditos de energia elétrica gerados pela unidade consumidora em qualquer momento ou composição futura, não apenas aos beneficiários específicos no momento da conexão do sistema, situação particularmente crítica para a segurança jurídica e regulatória das modalidades de geração compartilhada e EMUC, para as quais mudanças de beneficiários são comuns e ocorrer de forma recorrente ao longo da vida útil do sistema.

É preciso ressaltar que qualquer alteração que venha a ser realizada no SCEE que possa implicar em prejuízo de qualquer natureza aos consumidores pioneiros que aderiram à micro ou minigeração de energia distribuída não pode, em hipótese nenhuma, ser retroativa, de forma a preservar e garantir a segurança jurídica e estabilidade regulatória aos pioneiros, evitando possível nova onda de judicialização do SEB.

Essa questão é de extrema importância na visão da ABSOLAR e do setor solar fotovoltaico brasileiro. Um dos principais pilares para o desenvolvimento da GDFV e para a realização de qualquer investimento privado no SEB é justamente a segurança jurídica, fundamental para a preservação da viabilidade dos investimentos e contratos realizados. Um dos princípios basilares do Estado Democrático de Direito é o respeito aos contratos já firmados, e consequentemente aos investimentos já realizados, nos termos do art. 5º, XXXVI da Constituição Federal de 1988, considerando o arcabouço regulatório vigente, nos quais, principalmente os consumidores, já tomaram suas decisões. Referido princípio pétreo também se vê integralmente respeitado e observado nos Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico através da Portaria nº 86/GM, dentre os quais destacamos, *in verbis*: “respeito aos direitos de propriedade, respeito a contratos e intervenção mínima”.

Em respeito a esse princípio fundamental, a ABSOLAR manifesta pedido formal para que a ANEEL, em seus estudos e decisões, não se abstenha de estabelecer um ambiente em que os contratos e investimentos firmados pelos consumidores sejam respeitados. Ou seja, que sejam



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

| | |
|---|--|
| | <p>consideradas todas as decisões econômicas e financeiras dos consumidores que as realizaram, tendo por base uma determinada estrutura tarifária e a REN 482/2012 vigente, inclusive no tocante à adesão e participação no SCEE por meio da GDFV, em linha com a estabilidade regulatória, a segurança jurídica das relações e sem se eximir de sua responsabilidade regulatória na manutenção de um ambiente confiável e sadio para investimentos no Brasil e para a viabilidade de futuros investimentos pelos <i>stakeholders</i>.</p> |
| <p>114. Nota-se que, caso a ANEEL opte pela manutenção das regras atuais até que seja atingido o limite de potência de 3,365 GW e, em seguida, o Sistema de Compensação passe a ser realizado com pagamento da TUSD Fio B por toda energia consumida (Alternativa 1), seriam atingidos, até o final do período de análise, 2,3 milhões de unidades consumidoras com GD, representando uma potência instalada de 17,348 GW, superior à Usina de Itaipu. Ou seja, a mudança da regra de compensação permitiria que o mercado se desenvolvesse sem causar desequilíbrio aos demais agentes.</p> | <p>Conforme explicado em detalhes para os itens 17 e 18 da AIR, esta análise da AIR está incompleta, pois desconsidera o percentual de penetração da GDFV em comparação com os parâmetros totais de sistema (tanto energia quanto capacidade instalada em 2035). É fundamental entender o nível de penetração da GDFV para balizar a definição de um eventual gatilho. Alerta-se novamente para o fato de que a comparação por potência instalada causa distorções prejudiciais à geração distribuída solar fotovoltaica, na medida em que a fonte solar fotovoltaica possui empreendimentos com um fator de capacidade inferior a 0,20, dadas as suas características operativas técnicas específicas.</p> <p>A ABSOLAR avalia que o nível de penetração da GDFV na matriz elétrica brasileira atual e projetado no horizonte de análise é ínfimo e está aquém das potencialidades do Brasil. As alternativas apresentadas na AIR prejudicariam ainda mais o desenvolvimento da GDFV em seu nascedouro, de forma prematura e desnecessária.</p> <p>Ainda, a ABSOLAR recomenda que a análise da AIR seja feita a partir dos dados de atendimento da demanda de energia elétrica diretamente, metodologia mais adequada para acompanhar a efetiva interação da GDFV com o sistema, levando-se em consideração o fator de capacidade característico da fonte solar fotovoltaica e sua contribuição para o atendimento da demanda nacional.</p> <p>A participação da GDFV no suprimento da demanda nacional ainda é irrisória e permanecerá inexpressiva, mesmo quando mantidas as condições atualmente vigentes para o SCEE. Desse modo, a reavaliação do ritmo de crescimento que deveria ser debatida pela ANEEL, neste momento e nível de maturidade da tecnologia no País, deveria estar voltada para acelerar, e não retardar, o desenvolvimento deste segmento ainda incipiente no Brasil, especialmente</p> |



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

quando observados os benefícios proporcionados pela geração distribuída aos consumidores, ao setor elétrico e, acima de tudo, à sociedade brasileira.

O Estado da Califórnia (EUA) serve como uma excelente referência de processo regulatório bem-sucedido para a evolução do mecanismo de medição líquida, atendendo às premissas de permitir a evolução continuada da GD de forma sustentável e com equilíbrio entre os agentes. A ABSOLAR recomenda fortemente que a ANEEL estude este caso em particular, buscando contato com a *California Public Utilities Commission (CPUC)*, se necessário, dado que o mesmo é considerado como uma das melhores referências disponíveis em âmbito internacional. Com isso a ANEEL poderá incorporar as experiências, características e aprendizados da CPUC no processo de aprimoramento regulatório em debate para o Brasil.

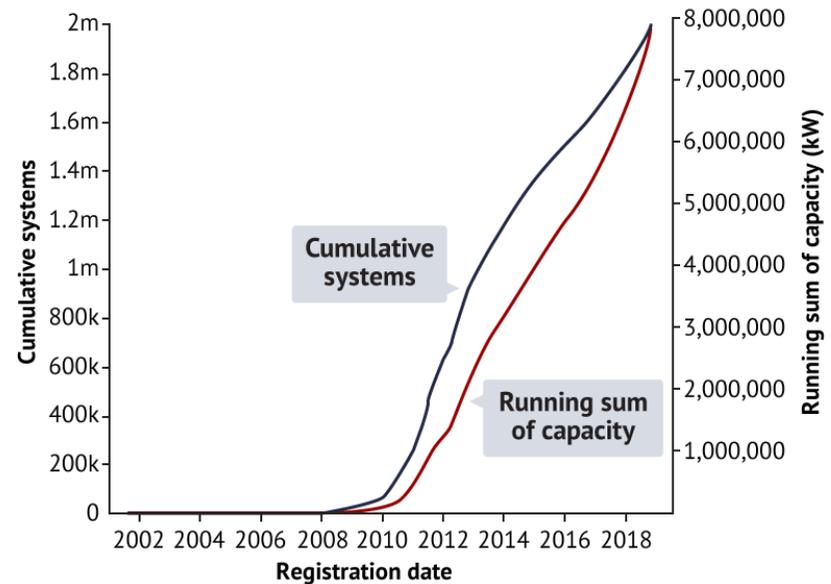
Na Califórnia, a compensação da energia elétrica injetada na rede de distribuição na proporção de 1 kWh para 1 kWh, ou seja, sem o pagamento de custos ou taxas adicionais, foi mantida por um período claro, qual seja, até que a geração distribuída atingisse um patamar de penetração de 5% do atendimento da demanda de pico de energia elétrica em cada distribuidora do estado. Trata-se de um modelo claro, simples e previsível, estruturado de forma justa entre os agentes e com ampla aceitação da sociedade californiana. Passado este nível de penetração, o modelo incorporou inovações no quesito de valoração da geração distribuída, porém sem perder a competitividade, dado que os custos incorporados no modelo foram limitados, de forma a manter uma sinalização positiva para que a sociedade californiana pudesse manter o interesse e a competitividade da geração distribuída para novos adotantes. Adicionalmente, os pioneiros do modelo foram devidamente valorizados, tendo mantidas as suas condições de compensação de energia elétrica em linha com as regras aplicáveis quando do momento de sua decisão de investimento no sistema de geração distribuída. Um modelo com estas premissas, que valorize a segurança regulatória, o reconhecimento e valorização aos pioneiros e a manutenção de um modelo simples de compensação para os futuros adotantes, deve servir de referência para esta e as próximas etapas do processo de revisão da REN 482/2012.

Além de potência e energia totais, é fundamental entender como se desenvolve a sua distribuição territorial, analisar os padrões geográficos de difusão e a diferenciação dos perfis de carga e de geração de cada localidade, cada tipo de fonte e cada tecnologia para uma real dimensão de impactos. Neste sentido, o modelo aplicado pela CPUC na Califórnia, com penetração em



porcentagem do atendimento da demanda de pico de energia elétrica em cada área de concessão, soluciona de maneira eficiente, eficaz, elegante e simples o desafio regulatório em questão, proporcionando distribuição geográfica mais equilibrada para os investimentos, a geração de empregos e os relevantes benefícios proporcionados pela GD à sociedade.

No mercado australiano, referência mundial para o setor solar fotovoltaico, observou-se um importante esforço das autoridades públicas (reguladores, legislativo e executivo) para proporcionar um crescimento de aproximadamente 1 GW por ano na geração distribuída desde 2010, tendo o país atingido uma potência instalada acumulada em 2018 de mais de 8 GW apenas em geração distribuída solar fotovoltaica, representando mais de 2 milhões de sistemas operacionais naquele país. Cabe destacar que a Austrália possui uma população de apenas 24,6 milhões de habitantes e um consumo anual médio de eletricidade per capita de 10.059,21 kWh/ano.





ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

Fonte: Clean Energy Regulator, 2018.

Por outro lado, no Brasil, cuja população ultrapassa 209,3 milhões de habitantes (8,5 vezes maior do que a da Austrália), cujo consumo anual médio de eletricidade per capita é de 2.601,37 kWh/ano (3,9 vezes menor que o da Austrália), observou-se um crescimento do mercado de geração distribuída solar fotovoltaica de menos de 380 MW para o ano de 2018, ou seja, 2,6 vezes menor que a média dos últimos 8 anos da Austrália. Isso representa um avanço sensivelmente inferior da geração distribuída, apesar de ambos os países citados possuírem potencial solar fotovoltaico equivalente.

Para que o Brasil atinja níveis de incorporação da geração distribuída solar fotovoltaica em sua matriz equivalentes aos observados na última década na Austrália, parametrizando-se os valores de ambos os países pela população e pelo consumo médio anual per capita de cada país, é necessário que o crescimento da capacidade instalada adicionada no Brasil seja de pelo menos 2,2 GW por ano. Desse modo, o Brasil permanece notavelmente aquém de seu potencial de crescimento. Pior ainda, o Brasil continua avançando em níveis muito inferiores aos observados em outros países de referência para o mundo, nos quais a geração distribuída solar fotovoltaica foi incorporada sem sobressaltos junto a milhões de consumidores de baixa tensão. Ressalta-se que o crescimento da GDFV na Austrália não representou problemas ao sistema ou aos demais consumidores australianos e os níveis de penetração atuais do país. Atualmente, mais de um quinto das residências australianas possuem GDFV e a tecnologia é considerada como estratégica para o desenvolvimento do país, segundo dados oficiais e declarações do *Clean Energy Regulator*.

Desse modo, a ABSOLAR discorda da metodologia e dos valores propostos pela AIR para o estabelecimento de gatilhos para mudanças regulatórias nas regras do SCEE e recomenda fortemente que a ANEEL revise o tema, à luz das informações complementares trazidas nesta contribuição, em linha com as melhores práticas internacionais disponíveis na literatura.



117. Percebe-se, da Tabela 10, que a entrada da tarifa binômica em 2025 levaria à redução da quantidade de GD da ordem de 15% (de 2,3 para 2,0 milhões) em relação ao cenário apontado como o mais razoável na análise anterior – de mudança da Alternativa 0 para a Alternativa 1 em 2025 ou quando atingidos aproximadamente 3,365 GW. Mesmo com a binômica, seriam previstos cerca de 2,76 GW até 2025 e, no final de 2035, seriam alcançados cerca de 15,287 GW de potência instalada de GD.

Pelo mesmo motivo destacado no ponto anterior, esta análise carece de uma ponderação relativa em virtude do crescimento do próprio mercado cativo da distribuição. Mesmo que o setor consiga atingir as projeções previstas pela ANEEL, o Brasil ainda se configura com um mercado de eletricidade em expansão, diferentemente dos mercados maduros observados em outros países, nos quais a demanda por energia elétrica aproxima-se da estagnação ou atravessa períodos longo de declínio estrutural. Assim, a representatividade da GDFV no País seria de apenas 2% em número de unidades consumidoras com sistemas de GD operacionais em 2025, mesmo após importante crescimento da GDFV.

Ainda, o crescimento da geração distribuída, conforme projeção da ANEEL, será notadamente inferior ao crescimento vegetativo de consumidores cativos do mercado regulado, conforme dados da ABRADDEE (Panorama do Setor de Distribuição de Energia Elétrica – Ano Base 2017, 11º Smart Grid Forum, 2018):

| Parâmetro | Valor |
|----------------------------------|------------------------|
| População Brasileira | 207,7 milhões |
| Nº de Consumidores Cativos | 82,5 milhões |
| Nº Novas Ligações | 1,8 milhões/ano |
| Índice de Universalização | 99,8% |
| Receita Bruta das Distribuidoras | R\$ 243 bilhões |

Tais informações e dados corroboram o entendimento da ABSOLAR de que o nível de penetração da GDFV na matriz elétrica brasileira atual e projetado no horizonte de análise é ínfimo e está aquém das potencialidades do Brasil. As alternativas apresentadas na AIR prejudicariam ainda mais o desenvolvimento da GDFV em seu nascedouro, de forma prematura e desnecessária.



| | |
|---|--|
| | <p>Ainda, a ABSOLAR recomenda que a análise da AIR seja feita a partir dos dados de atendimento da demanda de energia elétrica diretamente, metodologia mais adequada para acompanhar a efetiva interação da GDFV com o sistema, levando-se em consideração o fator de capacidade característico da fonte solar fotovoltaica e sua contribuição para o atendimento da demanda nacional.</p> <p>A participação da GDFV no suprimento da demanda nacional ainda é irrisória e permanecerá inexpressiva, mesmo quando mantidas as condições atualmente vigentes para o SCEE. Desse modo, a reavaliação do ritmo de crescimento que deveria ser debatida pela ANEEL, neste momento e nível de maturidade da tecnologia no País, deveria estar voltada para acelerar, e não retardar, o desenvolvimento deste segmento ainda incipiente no Brasil, especialmente quando observados os benefícios proporcionados pela geração distribuída aos consumidores, ao setor elétrico e, acima de tudo, à sociedade brasileira.</p> |
| <p>119. Nota-se, portanto, que a aplicação da tarifa binômica não implicaria em aumento drástico do tempo de retorno do investimento em GD, permitindo a evolução contínua, mesmo que em menor escala, do mercado de microgeração, conforme apresentado na Figura 12.</p> | <p>Primeiramente, a ABSOLAR reitera que existem inúmeras necessidades de ajustes nas premissas econômicas e financeiras adotadas pela ANEEL em sua projeção de <i>payback</i> e de retorno sobre investimento para sistemas de geração distribuída solar fotovoltaica. Quando corrigidas as referidas premissas, a afirmação do item 119 não se sustenta e fica evidenciado o forte impacto da aplicação de mudanças ao modelo tarifário da baixa tensão, bem como à valoração dos créditos de energia elétrica do SCEE para consumidores da baixa tensão.</p> <p>Particularmente sobre a microgeração e minigeração distribuída, no caso da simples aplicação do modelo atual de tarifação binômica, conforme estudo realizado na área de concessão de dez distribuidoras sobre o impacto da tarifação binômica ao investimento dos microgeradores fotovoltaicos, os cálculos demonstram que:</p> <p><i>“Caso fosse implementado um regime de tarifação binômica, cerca de 50% da economia mensal deixaria de existir, sendo agora destinada à cobertura de custos fixos da distribuidora. Dessa forma, em seis distribuidoras o investimento não se pagaria, enquanto nas outras quatro a média do payback seria de 22 anos. Portanto, a implementação de um modelo de cobrança binomial praticamente inviabilizaria o investimento em microgeração fotovoltaica no país”.</i> (Konzen, G., Naciff de Andrade,</p> |



| | |
|---|--|
| | <p>G. O efeito de uma tarifa binômica no retorno financeiro da microgeração fotovoltaica, VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte (MG), abril de 2016.)</p> <p>Adicionalmente, a ABSOLAR propõe que essa mesma modalidade de análise seja feita considerando também todos os empregos que deixarão de ser criados, bem como as demissões decorrentes da redução de postos de trabalho, considerando a retração do mercado. Em complementariedade, uma análise análoga deveria ser feita para as reduções de emissões de GEE que não serão evitadas, devido ao desincentivo à GDFV decorrente da tarifa binômica.</p> <p>Em suma, haverá, muito objetivamente, uma perda realmente drástica de competitividade da GDFV em um cenário de tarifação binômica. Por isso, uma alteração desta natureza seria um retrocesso de mais de uma década ao desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, em detrimento dos anseios dos consumidores e do mercado.</p> <p>Tal alteração se configura como um risco de violação da estabilidade regulatória e jurídica, levando a uma ruptura e uma retroatividade perversas ao desenvolvimento da GDFV, em oposição frontal aos objetivos que levaram ao estabelecimento da REN 482/2012, bem como aos objetivos a que se propõem o atual processo revisão regulatória da norma, em discussão.</p> |
| <p>120. É importante lembrar que os cálculos apresentados não contemplam a redução de mercado que aconteceria em virtude da geração simultânea ao consumo e que, portanto, se traduz, do ponto de vista da rede elétrica, como ação de eficiência energética. Entretanto, esses valores podem impactar as tarifas pagas pelos demais consumidores, já que o mercado total seria relativamente diminuído. Caso esses custos fossem incorporados como um impacto negativo aos usuários da rede, os resultados seriam aqueles apresentados na Tabela 11.</p> | <p>A ABSOLAR considera inadequada a análise feita neste item pela AIR. A energia que é gerada e consumida de forma simultânea deve ser considerada efetivamente como uma medida de eficiência energética e não seria justo penalizar o consumidor por investir em ações de gestão de energia e redução de consumo.</p> |
| <p>125. Nota-se que a manutenção da Alternativa 0 (regras atualmente vigentes) durante todo o período de análise levaria a um custo para os demais consumidores da ordem de 66 bilhões de reais, com impacto tarifário significativo. A mudança para a Alternativa 1 já reduziria esse valor, mas ainda resultaria em um saldo negativo de mais de 9 bilhões. Já as alternativas 3, 4 ou 5 levariam a resultados muito próximos, da ordem</p> | <p>Primeiramente, a ABSOLAR reitera que existem inúmeras necessidades de ajustes nas premissas econômicas e financeiras adotadas pela AIR em sua projeção de <i>payback</i> e de retorno sobre investimento para sistemas de geração distribuída solar fotovoltaica. É necessário corrigir tais premissas antes de uma avaliação conclusiva sobre o tema por parte da ANEEL.</p> |



| | |
|--|--|
| <p>de 1,1 a 1,4 bilhões. Nesse sentido, levando-se em consideração os benefícios externos dessa GD (tais como a geração de empregos e a redução na emissão de CO2), seria razoável optar, dentre essas três alternativas com VPL semelhantes, por aquela que leve à maior quantidade de sistemas: Alternativa 3.</p> | <p>Adicionalmente, é fundamental destacar que, apesar da planilha de geração remota ter sido revisada por conter um erro na macro relacionado à ausência inicial de contabilização do benefício do pagamento da TUSDconsumidor, os resultados da Tabela 12, as análises e conclusões do item 125 e de demais itens sobre o tema, bem como suas decorrentes propostas de Alternativas e de gatilhos, não foram adequadamente revisados na AIR para refletir as mudanças significativas decorrentes da incorporação deste benefício da GDFV remota.</p> <p>Desse modo, para a segunda versão da planilha disponibilizada pela ANEEL, com a correção do item citado acima, observa-se que a Alternativa 2 apresenta uma relação entre VPL e crescimento da GD superior à da Alternativa 3.</p> <p>Reforça-se, no entanto, que a ABSOLAR discorda profundamente da proposta de aplicação desta Alternativa 2 à geração remota, já que a correção das demais premissas é fundamental para a correta avaliação de benefícios e custos da GDFV em geração local e remota.</p> |
| <p>132. Essa evolução mais constante da GD remota é atingida em virtude de um payback (exibido na Figura 16) que varia consideravelmente menos que no caso da troca imediata para a Alternativa 3 e, independentemente do ano de análise, é inferior à vida útil do sistema (considerando-se que, no cálculo desse tempo de retorno, já foi considerada um custo de capital de 8% a.a., trata-se de um investimento que se paga).</p> | <p>A Figura 16 apresenta um aumento de <i>payback</i> em mais de 10 anos entre 2024 e 2025. Do ponto de vista da estabilidade regulatória e manutenção do equilíbrio, não faz sentido que o <i>payback</i> seja maior do que o período de transição designado de 10 anos para que a tecnologia atinja o grau de evolução necessário. Nesse caso, o fato do <i>payback</i> mais do que dobrar significa que a tecnologia não chegou ao estado de maturação necessário para a mudança da regra, sendo um sinal econômico e financeiro claro de que seria inapropriado alterar as regras nestes termos para a sociedade, sob o risco de inviabilizar o desenvolvimento efetivo da tecnologia para a maior parcela dos consumidores brasileiros. Seria uma medida de obstrução ao desenvolvimento da GDFV no Brasil, indo frontalmente de encontro aos princípios e objetivos mais fundamentais da REN 482/2012.</p> <p>A definição de gatilho e a mudança da regra devem ocorrer no horizonte temporal e com o efeito econômico e financeiro adequados para que tanto o gatilho quanto o <i>payback</i> e retorno para os consumidores adotantes permaneçam dentro de valores factíveis, com adequado crescimento do mercado ao longo de qualquer período de transição.</p> |



134. Para esse cenário, os efeitos da possível entrada de uma tarifa binômica foram também avaliados. Assim, **caso haja a entrada da tarifa binômica aplicável a todos os consumidores conforme Cenário 3 apresentado na Audiência da Tarifa Binômica, a análise de custos e benefícios sob a perspectiva dos demais consumidores e a quantidade total de GD no final do período de análise não são significativamente afetados (Tabela 14).**

Primeiramente, a ABSOLAR reitera que existem inúmeras necessidades de ajustes nas premissas econômicas e financeiras adotadas pela ANEEL em sua projeção de *payback* e de retorno sobre investimento para sistemas de geração distribuída solar fotovoltaica. Quando corrigidas as referidas premissas, a afirmação do item 134 não se sustenta e fica evidenciado o forte impacto da aplicação de mudanças ao modelo tarifário da baixa tensão, bem como à valorização dos créditos de energia elétrica do SCEE para consumidores da baixa tensão.

Analogamente aos pontos levantados pela ABSOLAR no item 119 para a microgeração local, a ideia exposta pela AIR aqui – com o *payback* passando de 10 para quase 25 anos em 2025 (Figura 16) – significaria regredir diversos anos de desenvolvimento da geração distribuída e se configuraria como uma medida que traria uma violação da estabilidade regulatória, configurando uma ruptura e uma retroatividade para o desenvolvimento do mercado, contrariando totalmente o objetivo a que se propõe esse processo de revisão da norma e de debate com a sociedade.

Adicionalmente, a ABSOLAR propõe que essa mesma modalidade de análise seja feita considerando também todos os empregos que deixarão de ser criados, bem como as demissões decorrentes da redução de postos de trabalho, considerando a retração do mercado. Em complementariedade, uma análise análoga deveria ser feita para as reduções de emissões de GEE que não serão evitadas, devido ao desincentivo à GDFV decorrente da tarifa binômica.

Em suma, haverá, muito objetivamente, uma perda realmente drástica de competitividade da GDFV em um cenário de tarifação binômica. Por isso, uma alteração desta natureza seria um retrocesso de mais de uma década ao desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, em detrimento dos anseios dos consumidores e do mercado.

Tal alteração se configura como um risco de violação da estabilidade regulatória e jurídica, levando a uma ruptura e uma retroatividade perversas ao desenvolvimento da GDFV, em oposição frontal aos objetivos que levaram ao estabelecimento da REN 482/2012, bem como aos objetivos a que se propõem o atual processo revisão regulatória da norma, em discussão.



139. Assim, a AIR não consistiu simplesmente em comparar quais das Alternativas 0 a 5 deveriam ser aplicadas a partir de 2020, **mas sim em escolher qual das 6 alternativas traria o melhor retorno se fosse aplicada entre 2020 e 2025.** Essa abordagem permite à sociedade conhecer com antecedência os rumos que a regulação tomará e, devido a essa previsibilidade de mudança, proporciona condições para que o mercado se ajuste adequadamente.

Com relação à abordagem e metodologia proposta pela AIR, a ABSOLAR avalia que existe um equívoco conceitual com relação à busca pelo equilíbrio entre os agentes. A situação de maior equilíbrio regulatório não seria efetivamente o resultado com o maior valor de VPL positivo, uma vez que, conforme as premissas da AIR:

- De um lado, um VPL negativo representaria um custo às distribuidoras e aos demais consumidores, decorrente de transferência de valor aos consumidores com GDFV, motivo pelo qual a AIR propõe evitar valores muito negativos de VPL dentre as alternativas priorizadas;
- De outro lado, um VPL positivo representa uma transferência não-remunerada de benefícios às distribuidoras e aos demais consumidores, benefícios estes provenientes dos investimentos privados realizados pelos consumidores com GDFV;

Desse modo, maximizar um VPL positivo seria extrair valor gerado pelos consumidores com GDFV, fruto de seus próprios investimentos privados, sem a devida remuneração por estes benefícios e em detrimento destes consumidores. Trata-se, portanto, de um desequilíbrio perverso, que oneraria os consumidores com GDFV. Beneficiar uma maioria em detrimento de uma minoria não é sinônimo de equilíbrio ou justiça.

Em resumo, o mais adequado seria que as análises da AIR trabalhassem com o objetivo de buscar valores de VPL próximos do equilíbrio, da neutralidade, ou seja do zero. Se o VPL é positivo, a sociedade está sendo subsidiada pela GDFV e pelos consumidores que arcam com os seus investimentos.

Assim, a geração de benefícios líquidos ao SEB e à sociedade, portanto, requer que tais benefícios sejam fruto de um profundo debate sobre sua valoração, reconhecimento e remuneração, dado que são fruto de investimentos privados feito por agentes específicos (consumidores com GDFV), em benefício de todos.



| | |
|--|--|
| <p>140. Um dos pontos de discussão desta AIR é o momento adequado para a alteração do modelo do sistema de compensação, denominado no texto como gatilho, que pode ser uma data ou de acordo com a quantidade da potência instalada da geração distribuída.</p> | <p>A ABSOLAR propõe que seja adotado um gatilho por nível de penetração da GD em comparação ao crescimento do mercado de consumidores. Ou seja, que o gatilho não seja nem por ano nem por potência instalada, mas função da penetração da geração proveniente de GDFV (porcentagem de atendimento de demanda efetiva, não inferior a 5% para qualquer alteração ao modelo atualmente vigente), levando em consideração a expansão do mercado cativo em cada ano, conforme detalhado anteriormente.</p> |
| <p>149. Gatilho: a mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1) ocorreria quando fosse atingido o limite de GD local para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 3,365 GW no país, proporcionalizado para cada distribuidora conforme seu mercado de energia na baixa tensão.</p> <p>150. Gatilhos: a primeira mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1) ocorreria quando fosse atingido limite de GD remota para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 1,25 GW no país, proporcionalizado para cada distribuidora conforme seu mercado de energia na baixa tensão. Já a segunda mudança de alternativa (da 1 para a 3) aconteceria quando fosse atingida a potência local equivalente à potência nacional de 2,13 GW.</p> | <p>É preciso cautela com o critério de distribuição do gatilho entre as distribuidoras proporcional ao tamanho de seus mercados de consumo de energia. Tal critério se não for bem definido geraria prejuízos para estados nos quais a GD tem maior número de instalações, a exemplo de Minas Gerais, pois eles atingirão seus limites num período muito inferior aos demais estados.</p> <p>O critério deve levar em consideração o princípio da não retroatividade, devendo valer a partir do início de vigência da nova regra, sem contabilizar o que já foi instalado, evitando o risco de prejudicar políticas de incentivo em curso que promovam a expansão do setor.</p> |
| <p>159. Identificou-se também o risco de a valoração feita dos custos e benefícios decorrentes da Geração Distribuída não representar de forma adequada as condições reais. A adoção de premissas inadequadas, a utilização de valores que não reflitam a realidade nas variáveis, assim como a possibilidade de erros de cálculo podem ter impactado os resultados apresentados. Dessa forma, com o objetivo de mitigar esse risco pretende-se apresentar a planilha com os dados utilizados nesta AIR e solicitar à sociedade que analise o estudo realizado e envie suas contribuições na Audiência Pública, indicando possíveis erros ou inadequações identificadas. Ressalta-se, nesse caso, a necessidade de</p> | <p>A ABSOLAR reforça que efetivamente há diversos pontos de valoração de atributos na AIR que utilizam premissas inadequadas, motivo pelo qual a ABSOLAR está contribuindo com um conjunto expressivo de pontos de aprimoramento a esta análise. A atualização destas premissas acarreta em resultados bastante diferentes dos inicialmente observados na AIR, motivo pelo qual recomendamos uma estratégia diferente por parte da ANEEL no tratamento do SCEE no Brasil.</p> <p>O principal risco, todavia, não foi identificado pela ANEEL: o risco de desengajamento dos consumidores com a introdução de regras excessivamente punitivas à GD, em especial no caso da GD Remota, modelo este capaz de proporcionar profunda democratização do acesso à energia limpa por indivíduos e pequenas empresas.</p> |



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

| | |
|--|--|
| <p>avaliação, por parte da sociedade, dos riscos Referentes à aplicação de impostos (sobretudo de ICMS) no resultado das análises.</p> | <p>Sobre o ICMS, conforme apontado anteriormente, não há garantia de que as isenções tributárias de ICMS sejam mantidas ao longo do horizonte analisado, uma vez que dependem de disponibilidade orçamentária dos governos estaduais, bem como da visão política das lideranças eleitas em cada região. A ABSOLAR recomenda que a análise da AIR parta do princípio conservador de que qualquer isenção de ICMS representa fator externo à análise em questão, por não haver garantia de sua aplicação.</p> |
| <p>167. Por outro lado, pretende-se propor, na AP de texto, uma metodologia para o cálculo do ERD que seja aplicada ao acesso da minigeração distribuída. Nesse sentido, são incentivadas contribuições da sociedade para subsidiar a Agência na formulação dessa metodologia.</p> | <p>A ABSOLAR avalia que o modelo atual tem permitido a expansão eficiente do sistema de distribuição, haja vista que os empreendimentos enquadrados no modelo de minigeração são responsáveis pelo pagamento de custos com expansão de rede. Sendo assim as usinas que são instaladas em locais que não possuem a infraestrutura adequada estarão sujeitas maior investimento financeiro, relacionado a adequação da rede.</p> <p>Já existe um sinal de custos de infraestrutura trazido pela distribuidora na avaliação técnica da solicitação de acesso a rede de distribuição que leva em consideração a necessidade ou não da expansão da rede, em especial para consumidores com minigeração distribuída, ou seja, conectados em média tensão.</p> <p>Sendo discutida uma outra metodologia de sinal locacional, a ABSOLAR recomenda que haja incentivos e não custos aos empreendedores, de modo a permitir que os sistemas de maior porte sejam inseridos próximos à carga e recebam uma remuneração adicional pelo serviço prestado ao sistema, em linha com o princípio de correta alocação de valor aportado pelos agentes.</p> <p>Com relação aos custos de conexão e ERD, o setor solar fotovoltaico vivencia muita resistência com projetos que necessitam de investimentos. A revisão da metodologia é bem-vinda, e a ABSOLAR entende que este processo deve fazer parte de ampla consulta pública</p> <p>Atualmente, os custos de conexão configuram inclusive um sinal locacional inadequado para a busca de áreas com um menor custo de conexão (pois impactará diretamente o CAPEX do projeto). A ABSOLAR entende que é preciso uma melhoria nos sinais locais para a GD e que uma metodologia aprimorada é bem-vinda para potencializar o benefício da GD remota.</p> <p>Sugere-se que a distribuidora e o consumidor sejam autorizados a contratar consensualmente o compartilhamento de custos para melhorias e reforços de rede para atendimento de unidades</p> |



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

| | |
|--|---|
| | <p>remotas, com o fim de melhorar a segurança do fornecimento, o alcance da rede elétrica e a relação geração/consumo locais. Além disso, é preciso estimular a livre contratação entre as partes interessadas, com vistas a promover melhorias diversas na rede elétrica nacional.</p> |
| <p>185. Nesse sentido, são incentivadas contribuições em relação aos questionamentos colocados e, caso a comercialização do excedente de energia seja entendida como uma medida viável e de interesse da sociedade, incentiva-se também o envio de propostas para o modelo de comercialização.</p> | <p>A ABSOLAR propõe que a ANEEL abra outro processo regulatório para o amplo debate desta questão, eventualmente para o estabelecimento de um arcabouço regulatório próprio para esta atividade.</p> |
| <p>188. Em que pese a importância dessa questão, com o objetivo de manter o foco no ponto principal (modelo econômico da GD), outros aspectos, tais como a vedação à divisão e as definições (como, por exemplo, a necessidade de criação de consórcio ou cooperativa) serão discutidos na AP de texto.</p> | <p>A ABSOLAR avalia que as principais dificuldades atualmente existentes para a disseminação do modelo de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras estão relacionadas a complexidades supra-regulatórias, ou seja, do próprio modelo de negócio, devido a fatores como: (i) complexidades no processo decisório de condomínios residenciais e comerciais; (ii) peculiaridades e variedade de regras utilizadas nos estatutos sociais de condomínios; (iii) complexidade de acesso a financiamento por condomínios, dificultando a finalização da contratação dos sistemas; (iv) além desta modalidade possuir uma liquidez reduzida dos créditos de energia elétrica, uma vez que tais créditos só podem ser compensados entre os próprios condôminos (ou seja, há um conjunto restrito de potenciais consumidores participantes do modelo). Por isso, identifica-se como mais viável o desenvolvimento de sistemas com a modalidade de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras em condomínios novos ou ainda em fase de implantação, de modo que os participantes já sejam pautados sobre o tema e tenham suas expectativas e exigências atendidas previamente ao desenvolvimento do condomínio no qual o sistema será instalado.</p> <p>É necessária a redução dos entraves postos à modalidade de geração compartilhada, flexibilizando a reunião dos consumidores em mecanismos além de cooperativa ou consórcio. Subsidiariamente, caso entenda a ANEEL ser necessária a manutenção de associação dos consumidores em entidade jurídica, que sejam incluídas novas formas associativas, como o condomínio civil voluntário ou mesmo a constituição de sociedades de propósito específico. Decorridos mais de três anos da vinda das novas modalidades de compensação de créditos, a geração compartilhada corresponde a apenas 2,4% de toda a potência conectada à rede em sistemas de micro e minigeração distribuída (considerando somente a fonte solar fotovoltaica</p> |



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

esse número é de 0,9%), não obstante ser a modalidade que, em verdade, tem maior potencial de expansão junto à sociedade brasileira, por permitir o vencimento de quase todas as barreiras de entrada hoje existentes ao consumidor. Sua inexpressividade, então, é explicada somente pela exigência posta pela ANEEL de que haja reunião dos consumidores interessados em consórcios ou cooperativas. A criação de tais institutos é extremamente burocrática, morosa e onerosa, podendo levar de um a seis meses, ainda com o agravante de que suas regras e especificidades de constituição podem variar de Junta Comercial para Junta Comercial (ou seja, praticamente de cidade a cidade), desestimulando sobremaneira a adesão a tal modalidade.

Caso haja interesse da ANEEL de que esta modalidade de microgeração e minigeração distribuída avance de forma mais efetiva e rápida, seria interessante que a Agência pudesse avaliar mecanismos complementares de incentivo ao modelo, de modo a fomentar o crescimento do segmento, dado que o mesmo enfrenta dificuldades intrínsecas particulares e diferentes daquelas identificadas nos demais modelos de compensação de energia elétrica.

A ABSOLAR concorda com a definição de critérios objetivos para identificar a divisão de centrais de geração em unidades de menor porte para enquadramento nos limites da REN 482/2012. No entanto, a ABSOLAR avalia como inadequado que o processo de análise e verificação destes casos seja realizado pela distribuidora, uma vez que se trata de agente do setor elétrico brasileiro com potencial conflito de interesses frente ao avanço da microgeração e minigeração distribuída. Mais adequado seria que a ANEEL, como agente regulador e fiscalizador do setor elétrico brasileiro, fosse o ente responsável pelo acompanhamento destes casos e processos, eventualmente por meio da criação de uma nova área interna da ANEEL voltada para a microgeração e minigeração distribuída.

Por fim, a ABSOLAR propõe retirar a limitação da potência instalada da minigeração distribuída pela demanda contratada, em unidades consumidoras do grupo A. A REN 482/2012, no artigo 4º, parágrafo 1º, estabelece que a potência instalada da micro ou minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada. A REN 414/2010, por sua vez, define a potência disponibilizada como a demanda contratada para unidades consumidoras do grupo A. Uma vez que existe simultaneidade entre o consumo e a geração para unidades consumidoras do grupo A, não se justifica a necessidade de contratação de demanda adicional para a instalação de um



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

| | |
|---|---|
| | <p>sistema de minigeração em casos em que sua potência instalada seja superior à demanda inicialmente contratada pela carga. Sugere-se que, em casos em que houver injeção de potência em montante superior ao da demanda contratada, a unidade consumidora seja penalizada pela cobrança de uma taxa de ultrapassagem, analogamente ao que ocorre em unidades consumidoras do grupo A sem minigeração associada.</p> |
| <p>193. Do exposto, existem várias restrições para a permissão da alocação e créditos entre consumidores localizados em diferentes áreas de concessão, porém, considera-se importante que os agentes avaliem essa possibilidade, e encaminhem suas contribuições abordando seu posicionamento e, sendo favorável, descrevam a adequações necessárias, em todas as esferas da regulamentação, para a viabilidade da exclusão da limitação.</p> | <p>A ABSOLAR é favorável ao compartilhamento de créditos entre diferentes áreas de concessão, dentro de uma mesma Unidade da Federação, evitando risco de tributação.</p> <p>A possibilidade de transferência de créditos já gerados e acumulados entre unidades consumidoras, sejam elas de mesma titularidade ou não, mas desde que reunidas em uma mesma modalidade de compartilhamento de créditos. Atualmente, os créditos uma vez alocados a uma unidade consumidora não poderão ser posteriormente transferidos a nenhuma outra. Essa restrição causa uma dinâmica não-ótima no SCEE, fazendo com que haja acúmulo e até mesmo perda de créditos em unidades consumidoras que deles não se valerão. Visando corrigir tal ineficiência do modelo, sugere-se que haja a permissão de transferência de créditos entre unidades consumidoras que façam parte de uma mesma modalidade de compensação de créditos – por exemplo, entre consumidores que recebam créditos de um mesmo empreendimento (como no caso do empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou autoconsumo remoto), ou de vários empreendimentos, mas sob um guarda-chuva comum (como a geração compartilhada).</p> <p>No autoconsumo remoto, é necessário permitir que cada consumidor opte pela forma como deverá se dar a alocação de créditos nas outras unidades que os receberão: se por percentual (como é hoje) ou por prioridade e ordem de recebimento, como anteriormente. Aqui, importante trazer o esclarecimento de que a REN 482/2012, antes de sua atualização pela REN 687/2015, trazia o critério de compensação dos créditos por ordem de prioridades, compensando primeiramente junto à carga e posteriormente nas demais unidades consumidoras em ordem pré-estabelecida, por exemplo: em uma situação com 3 unidades consumidoras (UC1, UC2 e UC3), primeiramente os créditos seriam utilizados para compensar o consumo da UC1, posteriormente os créditos restantes seriam utilizados para compensar o consumo da UC2, e, por último, os créditos remanescentes, se houverem, seriam utilizados para compensar o consumo da UC3. O critério supracitado foi substituído pela</p> |



| | |
|---|---|
| | <p>metodologia atual que estabeleceu uma alocação de créditos de maneira percentual para cada unidade consumidora, por exemplo: em uma situação com 3 unidades consumidoras (UC1, UC2 e UC3), poderiam ser alocados hipoteticamente 50% dos créditos na UC1, 20% na UC2 e 30% na UC3. Entendemos que a alteração foi uma evolução que tornou o modelo mais robusto e adequado na maior parte dos casos, contudo em algumas situações o modelo anterior permitiria uma utilização mais eficiente dos créditos. Neste sentido, defendemos que a ANEEL deveria deixar a cargo do consumidor decidir qual modalidade de compensação de créditos quer aderir, se por prioridade ou por percentual.</p> |
| <p>200. As informações do SISGD são enviadas uma única vez, quando da conexão do gerador, razão pela qual constam dados permanentes, tais como potência instalada, fonte e data de conexão. Já a energia gerada e os créditos acumulados são dinâmicos e são enviados pelas distribuidoras para subsidiar seu processo tarifário e, atualmente, tais informações são agregadas por classe de consumo, não havendo a granularidade da unidade consumidora. Essa característica será alterada a partir de janeiro de 2019, quando, por unidade consumidora, as informações listadas na Tabela 17 serão encaminhadas mensalmente para a ANEEL, conforme estabelecido no Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret.</p> | <p>A ABSOLAR avalia que é necessário ampliar as informações que são monitoradas pela ANEEL e disponibilizadas à sociedade brasileira. Isso ajudará a sociedade a conhecer melhor as diferentes características dos sistemas instalados e seu comportamento tanto no sistema elétrico, quanto no clima brasileiro. Para os dados referentes aos sistemas fotovoltaicos (seção UFV do SISGD), sugere-se que sejam disponibilizadas, em espaço dedicado exclusivamente à micro e minigeração e diferenciado por fonte de energia, ao menos as seguintes informações adicionais sobre cada sistema registrado através da REN 482/2012:</p> <ul style="list-style-type: none">• Situação do sistema (status): planejado (com indicativo da potência nominal autorizada pela distribuidora) ou operacional (com indicativo da potência nominal fiscalizada pela distribuidora quando da conexão do sistema à rede de distribuição).• Tecnologia dos módulos fotovoltaicos utilizados: silício monocristalino, silício multicristalino, silício amorfo, CdTe, CIGS, OPV etc.• Quantidade, potência nominal e marca do(s) módulo(s).• Quantidade, potência nominal e marca do(s) inversor(es). <p>Cabe ressaltar que a maioria destas informações é coletada pela ANEEL em seu “Formulário de Registro de Micro e Minigeradores” e está à disposição da agência. Desse modo, não há trabalho significativo na coleta destes dados, apenas disponibilizá-los. Considerando que estamos em um momento inicial do desenvolvimento do mercado de micro e minigeração, com poucos sistemas instalados no país, este é um momento muito oportuno para realizar este aprimoramento, sem que isso acarrete em grandes retrabalhos para a ANEEL.</p> <p>A ABSOLAR recomenda que o relatório sobre as Unidades Consumidoras com Geração Distribuída dispostos no site da ANEEL possam ser impressos e descarregados em formato</p> |



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

| | |
|--|--|
| | <p>Excel automaticamente e que, além da busca por data de conexão e tipo de fonte, outros filtros estejam disponíveis, a citar: UF, município, classe de consumo, modalidade, distribuidora, subgrupo, tipo de fonte e faixas de potência.</p> <p>Adicionalmente, a ANEEL deve monitorar e fiscalizar índices de qualidade exclusivos para o atendimento das distribuidoras às solicitações de acesso à rede para conexões de GDFV, além de índice de satisfação dos consumidores e empresas instaladoras com o atendimento das distribuidoras.</p> <p>Além disso, a ANEEL deve criar métodos de monitorar e fiscalizar a estruturação dos processos internos das distribuidoras para otimizar o atendimento ao consumidor com GDFV, como por exemplo: índice de instrução dos colaboradores das concessionárias para lidar com os problemas com as instalações, SAP otimizados, qualificação dos leituristas, sistemas eletrônicos de atendimento, medidores bidirecionais em estoque, número de reclamações, cumprimento ou atraso médio nos prazos de homologação etc.</p> |
| <p>201. O acompanhamento das reclamações relativas à conexão e faturamento de unidades consumidoras com geração própria se dará pelo Sistema de Gestão de Ouvidoria da ANEEL, bem como através dos dados de atendimento nas centrais de teatendimento e ouvidorias das distribuidoras. Essas reclamações serão classificadas de acordo com as categorias do Anexo I da Resolução Normativa nº 414/2010, que está em revisão e passará a contar com as tipologias “conexão de microgeração” e “faturamento de microgeração”.</p> | <p>A ABSOLAR propõe a criação de uma área interna da ANEEL, com profissionais específicos para atendimento das solicitações de microgeração e minigeração distribuída: ao longo dos anos de 2014, 2015 e 2016, a ABSOLAR recebeu inúmeros comentários, dúvidas e reclamações de consumidores, profissionais e empresas do setor solar fotovoltaico atuando no segmento de microgeração e minigeração distribuída. Os pedidos variaram de simples pedidos de informações sobre a regulamentação, passando por detalhes sobre as normas e procedimentos de distribuidoras específicas, até a mediação de conflitos complexos enfrentados por profissionais e empresas do setor ao lidarem com as distribuidoras. A ABSOLAR entende que o acompanhamento, fiscalização e mediação do setor elétrico são atribuições da ANEEL, que possui um papel estruturante na resolução de conflitos entre acessantes, acessadas e prestadores de serviços voltados para o emergente mercado brasileiro de microgeração e minigeração distribuída. Sabemos que a ANEEL, por meio de sua ouvidoria, tem envidado esforços no atendimento às solicitações dos consumidores e no esclarecimento de suas dúvidas, inclusive com a realização de webinars, publicação de ofícios, cartilhas e informações em seu site, trabalho que parabenizamos. Desse modo, tendo em vista que o país caminha para uma inserção mais representativa da microgeração e minigeração distribuída na matriz elétrica brasileira, solicitamos à ANEEL a estruturação de uma área</p> |



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

| | |
|--|--|
| | <p>interna de fiscalização e atendimento à população para os assuntos de microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica e do sistema de compensação de energia elétrica.</p> <p>Esta área teria um papel fundamental em acompanhar a evolução do ambiente regulatório, mediar os conflitos e inferir penalidades aplicáveis aos desvios de procedimento das distribuidoras. Como bem delineado na NT nº 62/2018, crescem os números relacionados à problemas e, principalmente atrasos, em processos de homologação dos sistemas, bem como, crescem os números de reclamações quanto a erros de faturamento.</p> <p>Considerando o fato, a ABSOLAR entende que seria importante além da criação de área para tratar destes processos, que também se criem mecanismos que compensem a perda de geração de energia de forma proporcional ao atraso nos processos de homologação ao mesmo tempo em que sejam considerados critérios de penalidade mais explícitos por erros de faturamento, como por exemplo, já o é feito em casos de cobranças indevidas, com a devolução de valores a maior do que o erro imputado a título de compensação financeira ao consumidor.</p> |
| <p>204. Adicionalmente, destaca-se que, no item 46 da Agenda Regulatória 2018/201962, está sendo previsto o acompanhamento para atendimento dos prazos para GD, de forma semelhante ao que é feito hoje nos artigos 151 e seguintes e no Anexo III da REN nº 414/2012. A proposta da Agência nesse item prevê que eventual violação do prazo pela distribuidora no acesso de micro e minigeração distribuída implicará direito ao acessante em receber uma compensação financeira.</p> | <p>A ABSOLAR apoia o pagamento de compensação financeira pela distribuidora ao consumidor prejudicado pelo não cumprimento de prazos e procedimentos em conformidade com a REN 482/2012 e o PRODIST.</p> <p>A ABSOLAR propõe a redução dos prazos para que as distribuidoras de energia efetivem mudanças no quadro de participantes ou no percentual de créditos alocados aos participantes da geração compartilhada, dos atuais 60 para o máximo de 30 dias corridos. Entende-se que o prazo concedido às distribuidoras para realizar as alterações solicitadas na geração compartilhada – seja de entrada ou saída de unidades consumidoras ou de alteração do percentual de créditos – é deveras longo. Além disso, a incerteza sobre o real prazo a ser observado (vez que a resolução versa “em até 60 dias”) traz complexidades e problemas ao sistema, permitindo, por exemplo, que haja destinação de créditos a consumidores que efetivamente já não se encontram mais na estrutura associativa que os autorizava a receber os créditos. Além disso, já se passou tempo o suficiente desde a revisão efetuada em 2015 para permitir que as distribuidoras tenham se familiarizado com as novas modalidades e estruturado processos internos para 67tende-las.</p> |



Maior clareza com relação aos prazos e procedimentos regulatórios associados ao fornecimento inicial de unidade consumidora que inclua micro ou minigeração distribuída. Na REN 482/2012 artigo 4º, parágrafo 5º, estabelece-se que, nestes casos, a distribuidora deve observar os prazos estabelecidos na Seção 3.7, Módulo 3 do PRODIST para emitir a solicitação de acesso, bem como os prazos de execução de obras previstos na REN 414, de 9 de setembro de 2010. A REN 414/2010 estabelece, além dos prazos de execução de obras, prazos para elaboração de estudos, orçamentos e projetos para a viabilização de fornecimento inicial de unidade consumidora, prazos estes que não devem ser observados quando do fornecimento inicial de unidade consumidora que inclua micro ou minigeração distribuída. A REN 414/2010 é, em sua intenção, voltada ao consumidor típico, e, portanto, é natural que se observem divergências com relação às disposições da REN 482/2012. Dessa forma, entendemos que um maior esclarecimento sobre quais prazos e quais procedimentos devem ser observados nestes casos ajudaria a minimizar eventuais divergências de entendimento entre consumidores e concessionárias distribuidoras.

Recomenda-se também que seja levado em consideração na revisão as perdas de geração causadas por falta de disponibilidade de energia elétrica por parte das concessionárias. Como se sabe, os inversores trabalham sincronizados com a rede elétrica e, na falta da mesma, o inversor deve se desligar de modo a não trabalhar ilhado. Os inversores são vistoriados pelas concessionárias de modo que seus limites de operação não saiam dos limites estabelecidos pela ANEEL. Contudo, a rede da concessionária não é fiscalizada quanto ao atendimento desses parâmetros de qualidade da rede, conseqüentemente, vivenciamos por diversas vezes a rede operando fora dos limites. Ocorre que, quando a rede opera fora dos limites estabelecidos pela ANEEL ou quando ocorre uma falta de energia elétrica por um tempo superior aos limites estabelecidos, os inversores deixam de produzir energia sem que o usuário seja devidamente ressarcido pelas perdas causadas pela indisponibilidade da rede. Para ilustrar a situação com um caso recente, segue um gráfico que mostra a tensão fornecida por uma distribuidora em uma das fases da rede elétrica. A figura abaixo mostra que durante todo o dia 07/04/2019 a tensão da fase L3 estava abaixo do limite mínimo (176 V). A situação foi restabelecida somente no dia seguinte por volta das 9:00 da manhã. Convém registrar que esse é apenas um caso e não é o mais precário já registrado. Entendemos que o registro desse tipo de situação (feito pelo próprio inversor) deveria ser suficiente para motivar um ressarcimento por parte das concessionárias.



206. A mudança do sistema de compensação visa estabelecer um **modelo que implique em benefícios totais para o setor elétrico**. Do ponto de vista dos demais consumidores – os que não possuem GD – a questão a ser acompanhada é o impacto nas tarifas causado pela redução do mercado da sua distribuidora. A sugestão é a inclusão dessa análise no âmbito do processo tarifário das distribuidoras, explicitando a contribuição da GD na definição das tarifas que serão aplicadas aos consumidores.

Com relação à abordagem e metodologia proposta pela AIR, a ABSOLAR avalia que existe um equívoco conceitual com relação à busca pelo equilíbrio entre os agentes. A situação de maior equilíbrio regulatório não seria efetivamente o resultado com o maior valor de VPL positivo, uma vez que, conforme as premissas da AIR:

- De um lado, um VPL negativo representaria um custo às distribuidoras e aos demais consumidores, decorrente de transferência de valor aos consumidores com GDFV, motivo



pelo qual a AIR propõe evitar valores muito negativos de VPL dentre as alternativas priorizadas;

- De outro lado, um VPL positivo representa uma transferência não-remunerada de benefícios às distribuidoras e aos demais consumidores, benefícios estes provenientes dos investimentos privados realizados pelos consumidores com GDFV;

Desse modo, maximizar um VPL positivo seria extrair valor gerado pelos consumidores com GDFV, fruto de seus próprios investimentos privados, sem a devida remuneração por estes benefícios e em detrimento destes consumidores. Trata-se, portanto, de um desequilíbrio perverso, que oneraria os consumidores com GDFV. Beneficiar uma maioria em detrimento de uma minoria não é sinônimo de equilíbrio ou justiça.

Em resumo, o mais adequado seria que as análises da AIR trabalhassem com o objetivo de buscar valores de VPL próximos do equilíbrio, da neutralidade, ou seja do zero. Se o VPL é positivo, a sociedade está sendo subsidiada pela GDFV e pelos consumidores que arcam com os seus investimentos.

Assim, a geração de benefícios líquidos ao SEB e à sociedade, portanto, requer que tais benefícios sejam fruto de um profundo debate sobre sua valoração, reconhecimento e remuneração, dado que são fruto de investimentos privados feito por agentes específicos (consumidores com GDFV), em benefício de todos.

Adicionalmente, ABSOLAR ressalta que o impacto tarifário da GDFV em relação com outros fatores de pressão de preço nas distribuidoras é irrisório, conforme comprovado por estudos internacionais realizados por entidades neutras e de alta reputação no setor. Dentre os exemplos mais emblemáticos e recentes, já trazidos pela ABSOLAR em diferentes ocasiões e aparentemente ainda não analisados pela ANEEL, estão: Berkeley Lab, *Putting the Potential Rate Impacts of Distributed Solar into Context*, 2017 e Brookings Institution, *Rooftop solar: Net metering is a net benefit*, 2016. A ABSOLAR solicita à ANEEL incorporar estas informações em sua análise e metodologia de avaliação, pois afetam sensivelmente as recomendações propostas pela Agência neste processo regulatório em especial.



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

| | |
|--|--|
| | <p>Também seria necessário incluir na análise a redução de custos decorrentes dos benefícios da GD, no processo de revisão tarifária, uma vez que estes benefícios representam efetivamente fatores de alívio tarifário, em benefício dos consumidores e das distribuidoras.</p> |
|--|--|

Tabela 1 - Contribuições da ABSOLAR para a Tabela 6 da AIR

| Variável | Unidade | Valor da ABSOLAR | Justificativa da ABSOLAR |
|---|--------------|---|--|
| Tempo de análise | Anos | 25 | Convergir com o período de análise de ciclo de vida de 25 anos de um sistema de geração solar fotovoltaica. |
| Tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico de pequeno porte para compensação local | kW e não kWp | <p>Opção 1: até 5 kW e fator de simultaneidade de 45%.</p> <p>Opção 2: segmentação em dois blocos, de até 5 kW para a classe de consumo residencial (simultaneidade 45%) e de até 22 kW para a classe de consumo comercial (simultaneidade 76%).</p> <p>Opção 3: até 7,5 kW, usando um fator de simultaneidade médio ponderado pela potência instalada em todas as classes de consumo (distribuição apresentada na Figura 1), de 58,5%.</p> | <p>A ABSOLAR realizou uma análise detalhada, baseada na frequência e distribuição estatística dos sistemas de GDFV de geração junto à carga no Brasil, com a finalidade de identificar o tamanho típico de sistema com a maior aderência à realidade do mercado. A análise baseou-se em sistemas conectados em BT com base nos dados disponíveis no SISGD, tendo encontrado as seguintes informações estratégicas que embasam nossa contribuição:</p> <p>1 – Avaliando a distribuição dos sistemas GDFV por classe de consumo com geração junto à carga conectados em baixa tensão, conforme Figura 1, 78% encontram-se na classe de consumo residencial, responsável por 48% da potência instalada. Quando avaliada a classe de consumo comercial, observa-se que mesmo sendo responsável por apenas 15% dos sistemas, representa 37% no que tange à potência instalada. Portanto, a ABSOLAR baseou suas análises nestas duas classes de consumo: residencial e comercial.</p> <p>2 – Realizando-se uma análise de distribuição de frequência estatística considerando os sistemas solares fotovoltaicos conectados em baixa tensão, com geração junto à carga na classe de consumo residencial, 78% destes sistemas possuem a potência de até 5 kW, como pode ser verificado na Figura 2, representando 51,1% dos sistemas neste subgrupo.</p> <p>3 – Analogamente, considerando os sistemas GDFV conectados em BT, com geração junto à carga na classe de consumo comercial, 70% destes sistemas possuem a potência de até 22 kW, conforme Figura 3.</p> <p>4 – Outro cenário calculado pela ABSOLAR, foi uma média aritmética dos sistemas solares fotovoltaicos, considerando todas as classes de consumo. Porém, diferentemente da ANEEL, calculamos com base nos sistemas conectados em BT. O valor encontrado assemelha-se ao sugerido na AIR, de 7,5 kW. Portanto, a ABSOLAR sugere três procedimentos de análise possíveis a serem adotados:</p> <p>(i) Cálculo com base em um sistema solar fotovoltaico típico de geração junto à carga residencial e conectado em baixa tensão de 5 kW. Esse valor está coerente com as</p> |



| Variável | Unidade | Valor da ABSOLAR | Justificativa da ABSOLAR |
|--|--------------|------------------|--|
| | | | <p>premissas para o cálculo da expansão do mercado de acordo com o método de Bass sugerido na AIR; A ABSOLAR recomenda a utilização deste valor pois representa o consumidor que instalou GDFV mais sensível e frágil às mudanças da regra (consumidor de perfil residencial de pequeno porte). Neste caso, deve ser utilizado o fator de simultaneidade respectivo ao perfil de carga de residências, que deve ser ajustado para pelo menos 45%;</p> <p>(ii) Segmentar o cálculo entre unidades consumidoras residenciais, usando o valor de 5 kW e unidades consumidoras comerciais, considerando 22 kW. Neste caso, devem ser utilizados fatores de simultaneidade de 45% e 76%, respectivamente. Cabe frisar que também seria necessário ajustar parte das premissas de mercado potencial para o cálculo do crescimento do mercado pelo método de Bass, motivo pelo qual consideramos este procedimento mais demandante do que o primeiro; ou</p> <p>(iii) Realizar o cálculo com base no parâmetro estabelecido pela ANEEL de 7,5 kW com base na média de microgeração solar fotovoltaica junto à carga. Neste caso, é necessária uma ponderação do fator de simultaneidade, uma vez que no cálculo do sistema típico estão sendo considerados os sistemas de todas as classes de consumo. A ABSOLAR sugere que esta ponderação seja realizada com base nas potências instaladas em BT e nos dados de fator de simultaneidade de todas as classes de consumo, utilizando-se um fator de simultaneidade médio ponderado para este sistema de referência, calculado pela ABSOLAR em 58,5%. Destaca-se, no entanto, que o sistema de potência 7,5 kW, apesar de médio, não representa um sistema típico de relevância estatística no mercado brasileiro, motivo pelo qual recomenda-se atenção redobrada nas simulações com estes valores.</p> |
| Tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota | kW e não kWp | 399,8 kW | Primeiramente, ressalta-se que a média aritmética entre todos sistemas solares FV de compensação remota é de 15,7 kW, segmento este no qual 98,8% dos sistemas solares fotovoltaicos enquadrados em microgeração distribuída, representando 8.694 sistemas e 21.652 unidades consumidoras que recebem os créditos destes sistemas. Ou seja, quaisquer mudanças nas regras para a geração remota impactariam negativamente esta modalidade de compensação também para unidades consumidoras em microgeração, diferentemente do que quantifica a AIR quando somente considera a minigeração remota. Cabe ressaltar que a microgeração remota representa 70,1% da potência instalada enquadradas em modalidades de compensação remota. Em resumo, quaisquer alterações propostas pela ANEEL para as modalidades de compensação remota devem considerar custos adicionais imputados a estas unidades consumidoras no âmbito da microgeração. Esse impacto é importante de ser mensurado pois afetará |



| Variável | Unidade | Valor da ABSOLAR | Justificativa da ABSOLAR |
|---|---------|--------------------|---|
| | | | <p>justamente as unidades consumidoras que não possuem área disponível para a instalação do sistema solar fotovoltaicos, em linha com a finalidade da criação dos modelos de compensação remota, conforme Figura 4.</p> <p>A ABSOLAR realizou o cálculo utilizando a metodologia proposta pela ANEEL, considerando a média de todos os sistemas de autoconsumo remoto em minigeração, incluindo todas as fontes, não só a fonte solar fotovoltaica e utilizando como base os valores do SISGD/ANEEL. Entretanto, é surpreendente notar que o valor obtido em nada reflete o valor de 1.000 kW descrito pela AIR, sendo em realidade de 620,45 kW. Mesmo este número não seria adequado para a metodologia de análise adotada pela AIR, uma vez que todos os demais parâmetros aplicados às planilhas da ANEEL referem-se especificamente a simulações de sistemas da fonte solar fotovoltaica.</p> <p>Assim, a ABSOLAR sugere uma alteração da metodologia de cálculo desta média, adotando-se as seguintes premissas:</p> <p>1-Calcular a média do tamanho dos sistemas utilizando todas as modalidades de compensação remota de maneira a aumentar a representatividade da modalidade e avaliar de forma mais justa este universo de sistemas e de consumidores.</p> <p>2-Considerar somente a fonte solar fotovoltaica na média, corroborando o cálculo utilizado na AIR, que considera benefícios e custos específicos desta fonte, evitando distorções aos valores da planilha.</p> <p>Realizando-se a média com as premissas sugeridas pela ABSOLAR, ou seja, média aritmética de todos os sistemas de minigeração solares fotovoltaicos de compensação remota (autoconsumo remoto e geração compartilhada), obteve-se o valor médio de 399,8 kW, apurado com base nos 103 sistemas solares fotovoltaicos atualmente disponíveis no SISGD da ANEEL.</p> |
| Custo de capital de pessoa física para investimento em microgeração com compensação local | % a.a. | Pelo menos 7% a.a. | Primeiramente, cabe destacar que não existe capital a custo zero, ou mesmo a custo equivalente à inflação, disponível para pessoas físicas, conforme proposto preliminarmente pela AIR. Mesmo o uso de recursos próprios, cuja disponibilidade é extremamente limitada, está sujeito a uma comparação de valor e de rentabilidade, a partir de um processo de decisão embasado em fatores econômicos e financeiros. Ainda, considerando o cenário de crescimento e ampliação de número de adotantes proposto na planilha de geração local pela AIR, haverá necessariamente o uso de capital de terceiros, seja por meio de empréstimo junto a instituições financeiras (a custos significativamente superiores até |



| Variável | Unidade | Valor da ABSOLAR | Justificativa da ABSOLAR |
|---|---|---------------------|--|
| | | | <p>mesmo do que aqueles propostos nesta contribuição) ou ainda por meio de contratos de prestação de serviços com empreendedores do setor (que obterão recursos junto ao mercado e terão de remunerar adequadamente os investidores por isso).</p> <p>Portanto, a premissa inicial da AIR não reflete a realidade da economia nacional, do setor elétrico e dos usuários que investem em GDFV no Brasil, tanto hoje, quanto no horizonte projetado. Por isso, é preciso ajustar o parâmetro para um novo valor, considerando simultaneamente os seguintes fatores: (i) valor de referência do capital; (ii) risco existente nesta atividade; (iii) custo de oportunidade; (iv) custos de financiamento, uma vez que uma parcela significativa dos consumidores potenciais mapeados pela AIR via modelo de Bass não possui recursos próprios disponíveis para aquisição direta do sistema. Uma faixa bastante conservadora para este parâmetro, considerando a combinação dos quatro fatores apresentados acima, seria de pelo menos 7% a.a. acima da inflação.</p> |
| Custo de capital de pessoa jurídica para investimento em minigeração com compensação remota | % a.a. | Pelo menos 12% a.a. | <p>O valor proposto de 8% está muito abaixo da realidade do setor e do mercado. Os investimentos efetuados em GDFV na modalidade de geração remota utilizam, de maneira geral, recursos advindos de financiamento ou de investidores que requerem a adequada remuneração de seu capital. Ainda, o valor proposto não considera exigências de conteúdo nacional (cujos equipamentos são 30% mais caros em média, em comparação aos valores de CAPEX propostos pela AIR).</p> <p>As próprias incertezas regulatórias associadas ao presente processo indicam um fator de risco adicional ao negócio de GD, especialmente no caso da geração compartilhada. O mercado de GD possui +6.000 instaladores que tem custo de capital bem superiores aos apresentados pela AIR, de modo que o valor proposto não é uma boa generalização das condições de mercado disponíveis atualmente no Brasil. Para pequenos empresários, os custos de capital são de pelo menos 16,5% (com inflação) e 12,1% (mais 4,4%) sem inflação. Em diversos casos, os custos são ainda maiores, por volta de 18 a 19% com inflação, nos casos de locação de sistema FV, onde há o risco maior de default do cliente.</p> <p>Como valor conservador, a ABSOLAR recomenda o uso de um custo de capital para empreendimentos de pessoas jurídicas de pelo menos 12% a.a. acima da inflação.</p> |
| Índice de degradação do sistema (para microgeração com compensação local) | % de redução anual da capacidade de geração de energia pelo sistema | 2,0% | <p>Incluir a redução de performance de todos os componentes do sistema solar FV (módulos, inversores, cabos, conectores, string boxes, entre outros), não apenas do módulo fotovoltaico; incluir o efeito da sujidade (<i>soiling</i>), ou seja, sujeira acumulada sobre os módulos fotovoltaicos, maior no caso de sistemas de microgeração local (telhados possuem maior dificuldade de acesso e menor limpeza periódica por parte dos usuários); e incorporar na análise os custos de operação e manutenção da microgeração local, que são diferentes de zero, mesmo sendo pequenos.</p> |



| Variável | Unidade | Valor da ABSOLAR | Justificativa da ABSOLAR |
|--|--|------------------|---|
| | | | <p>Fonte: National Renewable Energy Laboratory. Disponível em: https://www.nrel.gov/gpv/soiling.html. Acesso em: 17/07/2018.</p> |
| Índice de degradação do sistema (para minigeração com compensação remota) | % de redução anual da capacidade de geração de energia pelo sistema | 2,5% | Incluir a redução de performance de todos os componentes do sistema solar FV (módulos, inversores, cabos, conectores, string boxes, rastreadores no caso de sistemas de minigeração com compensação remota, entre outros), não apenas do módulo fotovoltaico; incluir o efeito da sujeira (<i>soiling</i>), ou seja, sujeira acumulada sobre os módulos fotovoltaicos (vide gráfico do item acima); e somar a estes fatores os custos de operação e manutenção da minigeração com compensação remota, superiores aos da microgeração local, dada a maior frequência de limpeza dos equipamentos, monitoramento, equipes de segurança das áreas nas quais estão localizados os sistemas, entre outros. |
| Percentual de simultaneidade entre consumo e geração (para microgeração com compensação local) | % da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede | 58,5 % em média | O parâmetro inicialmente sugerido pela AIR está desalinhado com as características da tecnologia e das UCs com GDFV local em operação no Brasil. Conforme NT ANEEL nº 056/2017-SRD/ANEEL (Figura 6), 55% da energia elétrica de UCs residenciais (equivalente a 45% de simultaneidade) e 24% da energia elétrica de UCs comerciais (76% de simultaneidade) é injetado na rede. Adicionalmente, 43,0% da potência instalada em GDFV está em consumidores comerciais, 10,3% em industriais e 3,2% em poder público (tendo estas três classes de consumidores simultaneidades médias entre 70% e 80%) e apenas 35,6% em unidades residenciais. |



| Variável | Unidade | Valor da ABSOLAR | Justificativa da ABSOLAR | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------------|--|---|-------------------|-------------------------|--|--------------------|------|-------|-----------|-------|-------|------------|-------|------|---------------|-------|------|-------------|-------|-------|-------|-------|------|--|--|--------------|
| | | | <p>A ABSOLAR realizou um estudo, cujos resultados encontram-se na tabela abaixo, considerando as curvas de carga para cada consumidor tipo, utilizando dados das campanhas de medição de todas as distribuidoras do Brasil. Utilizaram-se premissas conservadoras, sendo importante a observação de que caso sejam levados em conta fatores como a variabilidade da fonte, baixa irradiação solar ou subdimensionamento de sistemas (comum em locais com baixa área disponível para instalação dos módulos), os valores de fator de simultaneidade podem atingir até 100%.</p> <table border="1"><thead><tr><th>Classe de Consumo</th><th>Fator de Simultaneidade</th><th>Representação de Mercado de Junto à Carga em BT - Potência (%)</th></tr></thead><tbody><tr><td>Iluminação Pública</td><td>4,5%</td><td>0,01%</td></tr><tr><td>Comercial</td><td>76,0%</td><td>37,2%</td></tr><tr><td>Industrial</td><td>70,8%</td><td>5,9%</td></tr><tr><td>Poder Público</td><td>76,0%</td><td>0,6%</td></tr><tr><td>Residencial</td><td>45,0%</td><td>48,4%</td></tr><tr><td>Rural</td><td>48,8%</td><td>7,8%</td></tr><tr><td>Fator de Simultaneidade Médio Ponderado</td><td></td><td>58,8%</td></tr></tbody></table> <p>É importante ressaltar que o fator de simultaneidade, como ilustrado na tabela acima, apresenta diferentes valores em cada classe de consumo, portanto deve corroborar a metodologia de cálculo do sistema típico. Sendo assim, caso a agência opte por realizar o cálculo com um sistema de 7,5 kW, calculado com base na média de microgeração solar fotovoltaica junto à carga, será necessária uma ponderação do fator de simultaneidade, uma vez que no cálculo do sistema típico estão sendo</p> | Classe de Consumo | Fator de Simultaneidade | Representação de Mercado de Junto à Carga em BT - Potência (%) | Iluminação Pública | 4,5% | 0,01% | Comercial | 76,0% | 37,2% | Industrial | 70,8% | 5,9% | Poder Público | 76,0% | 0,6% | Residencial | 45,0% | 48,4% | Rural | 48,8% | 7,8% | Fator de Simultaneidade Médio Ponderado | | 58,8% |
| Classe de Consumo | Fator de Simultaneidade | Representação de Mercado de Junto à Carga em BT - Potência (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Iluminação Pública | 4,5% | 0,01% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Comercial | 76,0% | 37,2% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Industrial | 70,8% | 5,9% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Poder Público | 76,0% | 0,6% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Residencial | 45,0% | 48,4% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Rural | 48,8% | 7,8% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fator de Simultaneidade Médio Ponderado | | 58,8% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

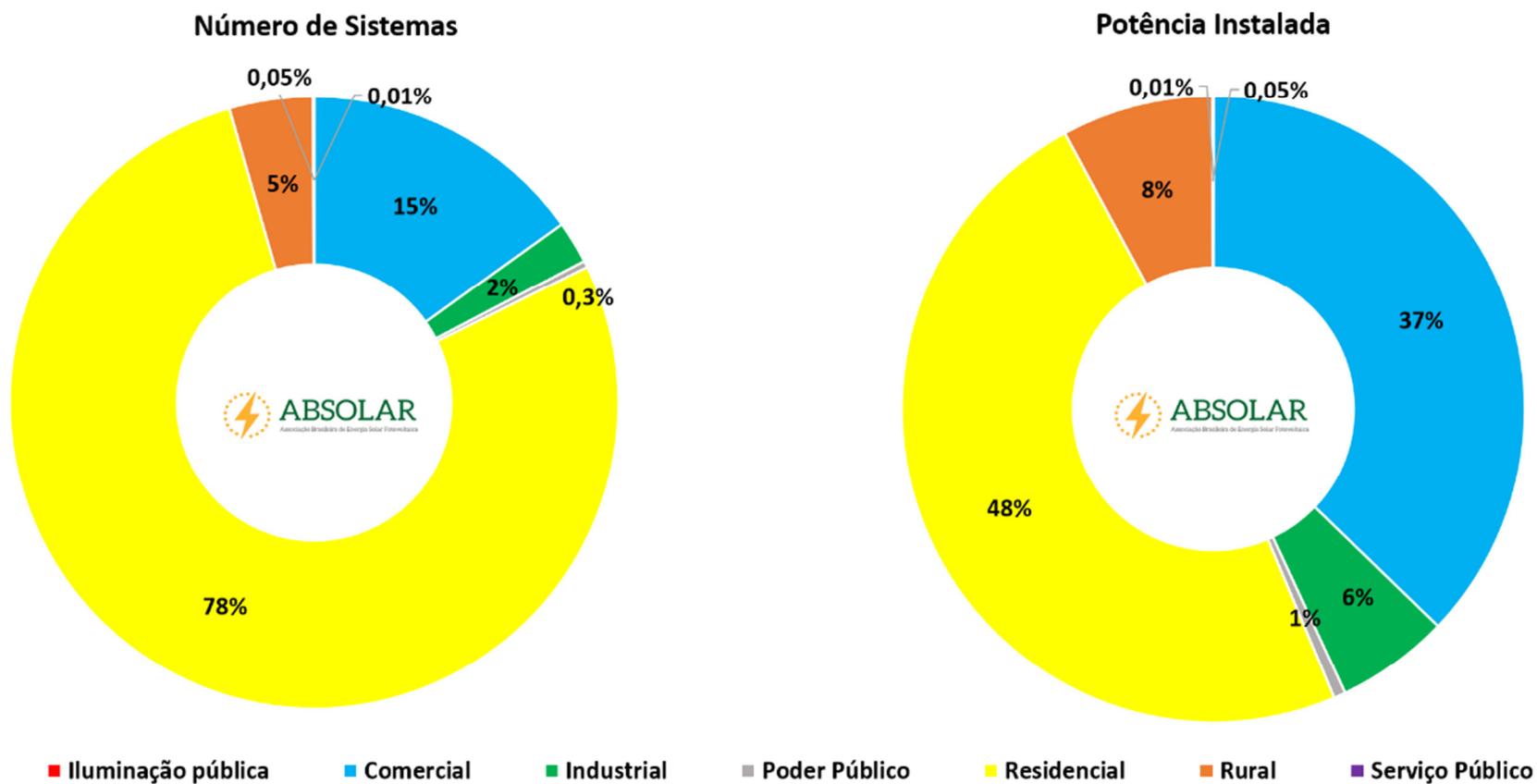


ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

| Variável | Unidade | Valor da ABSOLAR | Justificativa da ABSOLAR |
|--|---------------------------------|------------------|--|
| | | | considerados os sistemas de todas as classes de consumo. A ABSOLAR sugere que esta ponderação seja realizada com base nas potências instaladas em BT e nos dados de fator de simultaneidade de cada classe de consumo, utilizando assim um fator de simultaneidade médio ponderado para este sistema de referência, calculado em 58,5%. |
| Mercado potencial para geração remota | Número de unidades consumidoras | | Ponderamos que não há razão para se limitar o mercado a domicílios com renda superior a 5 salários mínimos, uma vez que a geração compartilhada é um instrumento de democratização do acesso à geração distribuída, inclusive para consumidores que não possuem condições de instalar sistemas próprios de GDFV, seja por não disporem de recursos ou condições financeiras para realizar investimento direto no sistema, seja por não disporem de área de telhado ou terreno disponível, ou ainda por residirem em uma unidade consumidora alugada. |
| Taxa de crescimento anual do mercado potencial | % de crescimento ao ano | 1,6% | Segundo dados do PDE 2026, a taxa anual de crescimento composto do número de domicílios entre 2017 e 2026 é de 1,6%. É fundamental que a AIR incorpore o crescimento do mercado cativo em suas análises, pois este fator alivia sensivelmente a penetração da GDFV na rede de distribuição. |

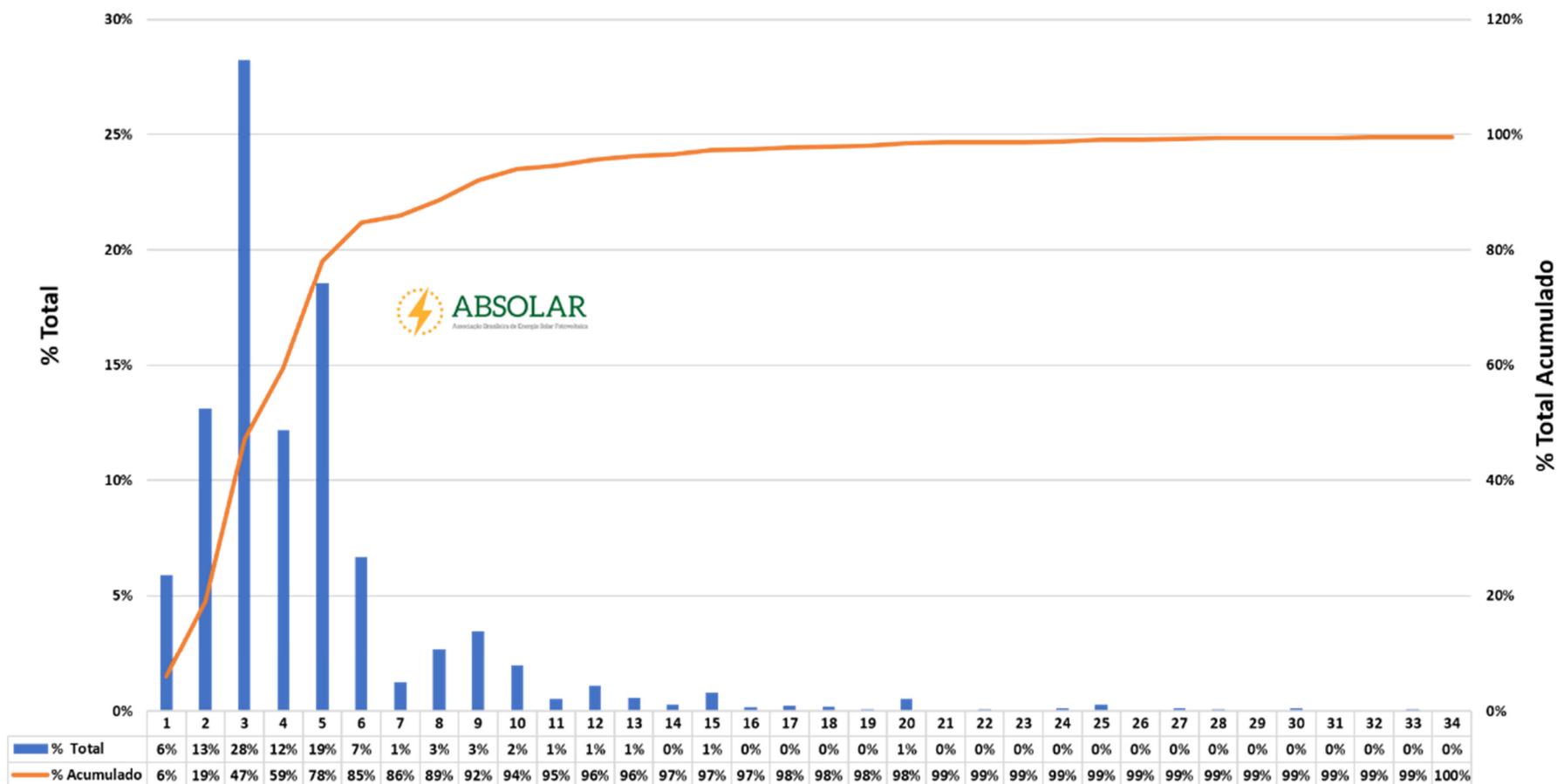
Sistemas de GDFV com Geração Junto à Carga Conectados em Baixa Tensão



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2019. Última atualização 02/04/2019.

Figura 1 – Sistema de GDFV com Geração Junto à Carga Conectados em Baixa Tensão

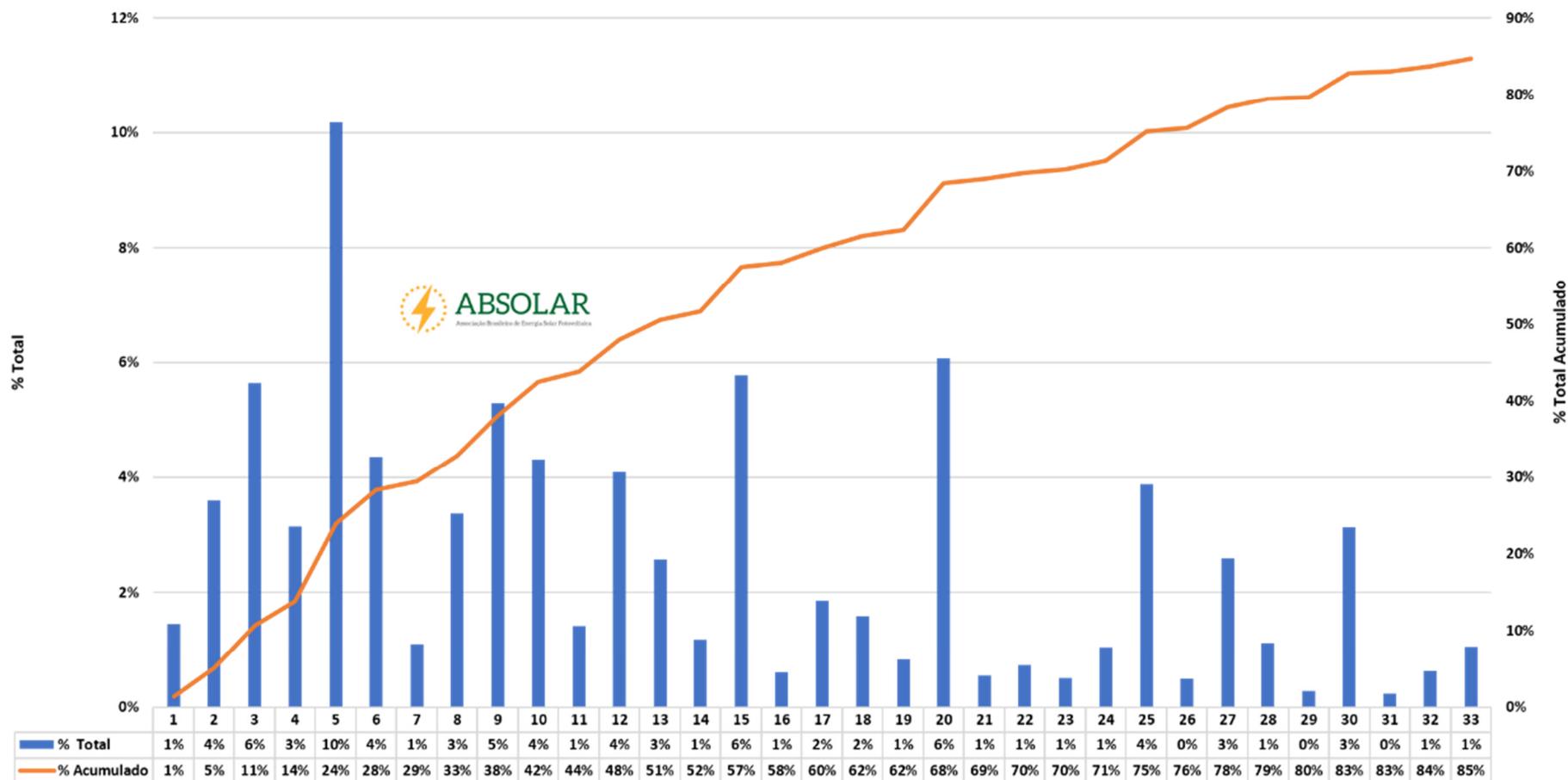
Histograma de Potência de GDFV na Modalidade de Compensação Junto à Carga Conectados em BT na Classe de Consumo Residencial



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2019. Última atualização 02/04/2019.

Figura 2 – Histograma de Potência GDFV na modalidade de compensação junto à carga, conectados em BT, na classe de consumo residencial

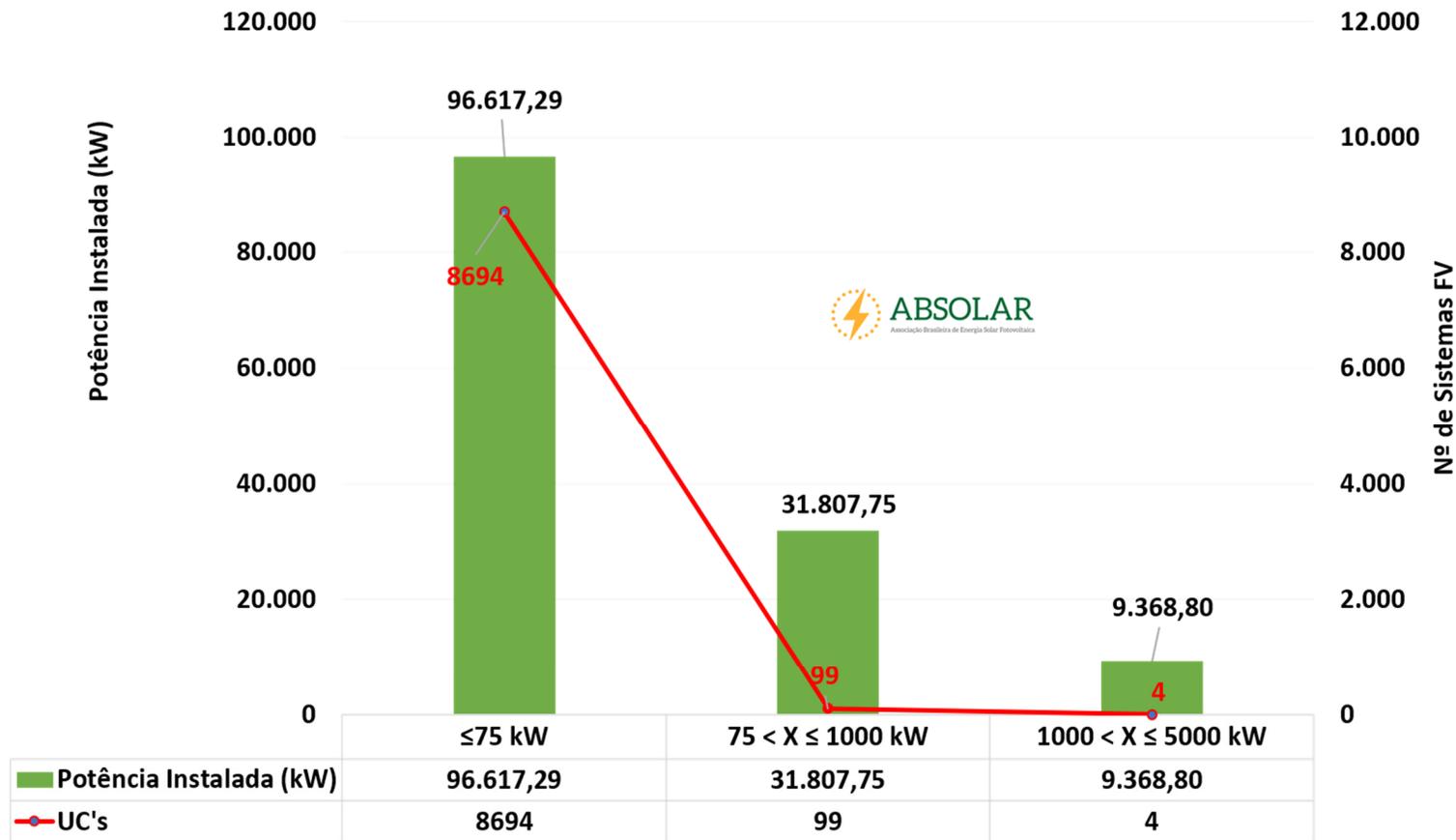
Histograma de Potência de GDFV na Modalidade de Compensação Junto à Carga Conectados em BT na Classe de Consumo Comercial



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2019. Última atualização 02/04/2019.

Figura 3 – Histograma de Potência GDFV na modalidade de compensação junto à carga, conectados em BT, na classe de consumo comercial

Potência e Número de Sistemas de GDFV com Compensação Remota por Faixa de Potência



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2019. Última atualização 02/04/2019.

Figura 4 – Potência e número de sistemas de GDFV com compensação remota por faixa de potência

Com base nas curvas apresentadas na Figura 3, estimou-se em 60% o consumo final da residência após a instalação de microgeração solar fotovoltaica quando comparado com o consumo sem a geração, pois a maior parte do consumo ocorre nos horários em que não há geração. Da mesma forma, estimou-se em 55% o montante de energia injetada na rede pelo microgerador, pois a geração supera o consumo no período entre 8h e 16h.

Por seu turno, tendo como referência as curvas típicas ilustradas na Figura 4 e estimou-se em 27% o consumo final da unidade consumidora comercial depois de instalar a microgeração. Por outro lado, a energia excedente injetada na rede foi estimada em 24%, uma vez que a geração supera o consumo no período entre 8h e 16h.

As diferenças entre os percentuais acima descritos entre consumidores residenciais e comerciais, tanto de consumo final quanto de injeção de energia na rede, se justificam pelas características das curvas de carga de cada consumidor, sendo que o comercial possui maior grau de aderência ao horário de geração solar que o residencial.

2.1.1 Premissas

A Tabela 1 apresenta as premissas utilizadas para o cálculo do payback simples para os consumidores residenciais e a Tabela 2 para os consumidores comerciais, comparando-se os parâmetros utilizados nas projeções constantes no Memorando n° 0471/2015-SRD/ANEEL e os valores adotados neste estudo.

Tabela 1: Premissas para consumidores residenciais

| | 2015 | 2016 |
|--------------------------------------|--------|--------|
| Potência (kWp) | 3 | 3 |
| Degradação anual | 0,5% | 0,5% |
| Vida útil (anos) | 25 | 25 |
| Tarifa residencial | ago/15 | dez/16 |
| Custo (R\$/kWp) | 9000 | 7000 |
| Adequação da Medição (R\$) | 0 | 0 |
| Custo Disponibilidade (kWh) | 100 | 100 |
| Substituição do inversor (R\$/kW) | 2250 | 1750 |
| Consumo após GD (%) | 60% | 60% |
| Energia compensada com a geração (%) | 55% | 55% |

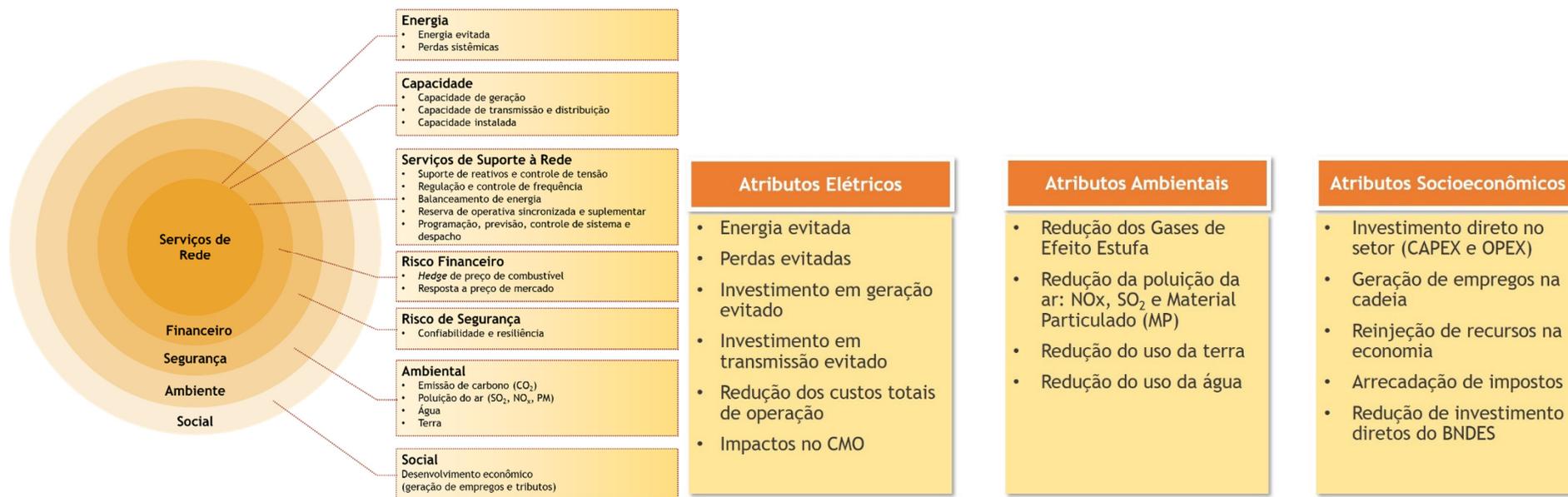
Tabela 2: Premissas para consumidores comerciais

| | 2015 | 2016 |
|--------------------------------------|--------|--------|
| Potência (kWp) | 10 | 10 |
| Degradação anual | 0,5% | 0,5% |
| Vida útil (anos) | 25 | 25 |
| Tarifa residencial | ago/15 | dez/16 |
| Custo (R\$/kWp) | 8000 | 6000 |
| Adequação da Medição (R\$) | 0 | 0 |
| Custo Disponibilidade (kWh) | 100 | 100 |
| Substituição do inversor (R\$/kW) | 2000 | 1500 |
| Consumo após GD (%) | 27% | 27% |
| Energia compensada com a geração (%) | 24% | 24% |

Figura 6 - Trecho da NT ANEEL n° 056/2017-SRD/ANEEL sobre Fator de Simultaneidade

Anexo I – Metodologia, Premissas e Resultados para Quantificação de Atributos Socioeconômicos e Ambientais da GDFV

Neste Anexo, a ABSOLAR apresenta a metodologia de análise e as premissas principais que refletem os benefícios sociais, econômicos e ambientais da inserção da geração distribuída solar fotovoltaica (GDFV) no sistema elétrico brasileiro (SEB). A metodologia proposta e respectivas premissas buscam refletir os principais interesses da sociedade. Os atributos são calculados para vários cenários e, para desenvolvê-los, foram utilizadas premissas que representam o contexto econômico e regulatório do País. Os seguintes atributos socioeconômicos e ambientais da GDFV no SEB são analisados no presente estudo:



Fonte: Thymos e MC&E, 2019 com base em A Review of Solar PV Benefit & Cost Studies Rocky Mountain Institute, 2013

Com base nos elementos apresentados na seção “Avaliação dos Atributos Socioeconômicos”, foi possível quantificar indicadores para cada kWh instalado que representam em base unitária os benefícios e custos financeiros relacionados a cada atributo socioeconômico. Entre eles, a geração de 49 empregos para cada MW instalado

(superando os valores médios internacionais de 25 a 30 empregos por MW instalado), e os valores de arrecadação tributária com investimento direto no setor (CAPEX e OPEX), capital economizado por conta da redução na fatura de energia elétrica que é injetado no mercado (liberação de consumo), e dinheiro que retorna ao mercado por conta da inserção de mão de obra no setor com seus devidos salários e renda por funcionário (efeito renda). Também é avaliado o benefício da geração remota com o pagamento da TUSD e, em contrapartida, a redução de arrecadação pelos impostos evitados em energia elétrica por meio do sistema de compensação de energia elétrica (SCEE).

Com base nos cálculos apresentados na seção de “Avaliação dos Atributos Ambientais”, apresenta-se três indicadores dados em R\$/kWh a fim de mensurar financeiramente os benefícios ambientais proporcionados pela inserção de GDFV na rede. Assim, a tabela apresenta os seguintes indicadores: “Economia na Redução do Uso de Água”, “Economia no uso de Terra” e “Economia em Saúde e Danos Ambientais”. Além dos atributos mencionados na tabela, foram quantificadas também a redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE). A valoração, em base monetária, das emissões de GEE evitadas foram calculadas com base em um valor médio de tonelada de CO₂eq correspondente a um crédito de carbono comercializado em mercado de carbono conforme Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

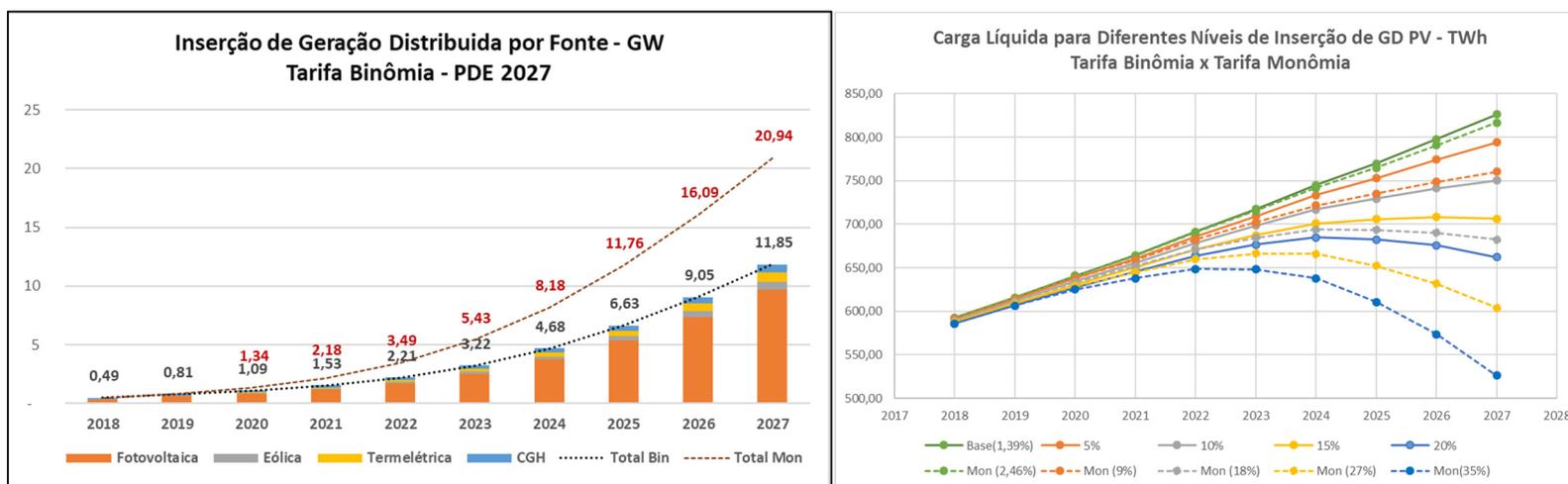
Quadro Resumo – Quantificação dos Atributos R\$/kWh

| Atributos | | Cenário 5% de Inserção de GDFV (2018 - 2027) | |
|--|---------------------|---|-------------------|
| | | Indicador | R\$ / kWh |
| Indicadores Ambientais | | Emissões de CO2 evitadas | R\$ 0,016 |
| | | Economia na Redução do Uso de Água | R\$ 0,003 |
| | | Economia no uso de Terra | R\$ 0,015 |
| | | Economia em Saúde e Danos Ambientais | R\$ 0,130 |
| Indicadores Socioeconômicos | Investimento | CAPEX* | R\$ 0,028 |
| | | OPEX* | R\$ 0,002 |
| | | EFEITO RENDA* | R\$ 0,010 |
| | | LIBERAÇÃO DE CONSUMO* | R\$ 0,019 |
| | Arrecadação | CAPEX* | R\$ 0,009 |
| | | OPEX* | R\$ 0,001 |
| | | EFEITO RENDA* | R\$ 0,004 |
| | | LIBERAÇÃO DE CONSUMO* | R\$ 0,005 |
| Indicadores Elétricos | | PERDAS | R\$ 0,006 |
| | | GERAÇÃO | R\$ 0,0002 |
| | | TRANSMISSÃO | R\$ 0,399 |
| | | CUSTO OPERATIVO | R\$ 0,052 |
| Total Indicadores Ambientais | | | R\$ 0,164 |
| Total Indicadores Socioeconômicos | | | R\$ 0,079 |
| Total Indicadores Elétricos | | | R\$ 0,457 |
| Redução de Arrecadação | | | -R\$ 0,006 |
| Total | | | R\$ 0,6932 |

* Considerando inflação

O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2027, produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), lançado em dezembro de 2018, tem como objetivo primordial indicar, e não propriamente determinar, sob a ótica do Governo a expansão do setor de energia no horizonte até 2027, dentro de uma visão integrada para os diversos energéticos. Com base nesse relatório, foi construída a linha de cenário de inserção da fonte GDFV até 2027 para cálculo dos atributos Ambientais e Socioeconômicos deste estudo. Para este estudo foram considerados diferentes cenários de inserção da fonte GDFV com base em porcentagens de inserção futura (Ex. 1%, 5%, 10%, 15% e

20%), e respectivos impactos na carga líquida no horizonte do PDE, consequente avaliação dos impactos na geração térmica, geração hídrica, CME (Custo Marginal de Expansão), CMO (custo marginal de operação), PLD (preço de liquidação de diferenças), armazenamento, comparação dos níveis de investimentos, redução dos níveis de CO₂, financiabilidade com o BNDES, e demais variáveis cabíveis.



1 - Avaliação dos Atributos Socioeconômicos

O objetivo é verificar a movimentação de dinheiro proveniente do crescimento do setor de geração distribuída fotovoltaica, e os impostos arrecadados por esse crescimento. Primeiro, é necessário estabelecer quais são as componentes e valores do CAPEX e qual o valor cobrado por cada um. O CAPEX contempla a venda dos equipamentos (módulos fotovoltaicos e inversores), projeto e instalação e outros (relacionados à estrutura, cabos, etc.). O CAPEX é determinado pela quantidade faixa de potência inserido ao sistema anualmente e pelos custos associados. Com a quebra de custos, é possível identificar os valores de receita referentes aos principais equipamentos (módulos e inversores), separando-os do projeto e da instalação do sistema, conforme exemplificado na Figura abaixo:

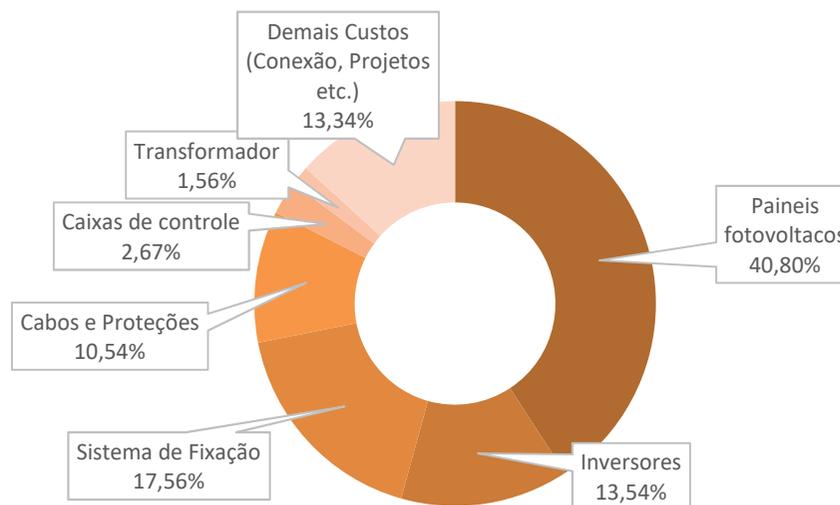


Figura 1 – Rateio Proporcional do CAPEX.

A curva de redução do custo de sistemas fotovoltaicos é alta, pois a tecnologia tem expansão recente, e as consequentes inovações geram reduções cada vez maiores. Com base no estudo da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE)², foi possível estabelecer a composição de elementos de CAPEX de um sistema

² ABINEE, 2012. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>

fotovoltaico. Dados levantados por Silva (2015)³, foram utilizados para decompor a composição de elementos previamente estabelecidos no CAPEX, atualizando os valores para os R\$5.500,00/kW de CAPEX definidos na ANEEL AIR 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL⁴. Conforme levantamento, tem-se que 40,8% do CAPEX é referente ao custo de aquisição de módulos fotovoltaicos.

Como análise de sensibilidade, os cálculos a seguir foram feitos levando em consideração o decréscimo do preço de CAPEX e OPEX em 2% e a geração com decréscimo de 2%, ambos, anual proporcionalmente, conforme também citado na AIR nº 0004/2018-ANEEL. Foi desconsiderado financiamento no CAPEX, não havendo incidência de juros proporcional no valor de CAPEX.

Conforme definição do relatório da EPE (2018)⁵, foi possível elencar o valor de R\$50,00 por kW/ano para o custo de OPEX para sistemas fotovoltaicos, com redução de valor proporcional de 2% ano, conforme citado na AIR nº 0004/2018-ANEEL. Este é um valor também comumente utilizado no mercado, desta forma, foi utilizado pela presente análise. Segundo o relatório NREL (2017)⁶, a relação de custos de equipamentos no OPEX perante o total de dispêndio anual para tal é de 49,35%. Desta forma, pôde ser feita a distinção entre serviços prestados na manutenção e operação (O&M) dos sistemas e a os gastos com equipamentos. Posteriormente esses valores serão também utilizados para cálculo de arrecadação com impostos no setor. Conforme a inserção de GDFV na matriz previamente definida, a previsão de investimento no setor através de CAPEX e OPEX no setor segue abaixo:

³ Silva, 2015: Silva, SILVA, Guilherme Trindade Martins Moreira. Dimensionamento e Análise de Viabilidade Econômica de Usina Fotovoltaica em Nova Iguaçu – RJ. 2015. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10015187.pdf>

⁴ Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Disponível em: <https://www.encurtador.com.br/ksuAR>

⁵ EPE, 2018. Estudos para Expansão da Geração - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro. Disponível em:

⁶NREL, 2017. Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance: 2nd Edition. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67553.pdf>

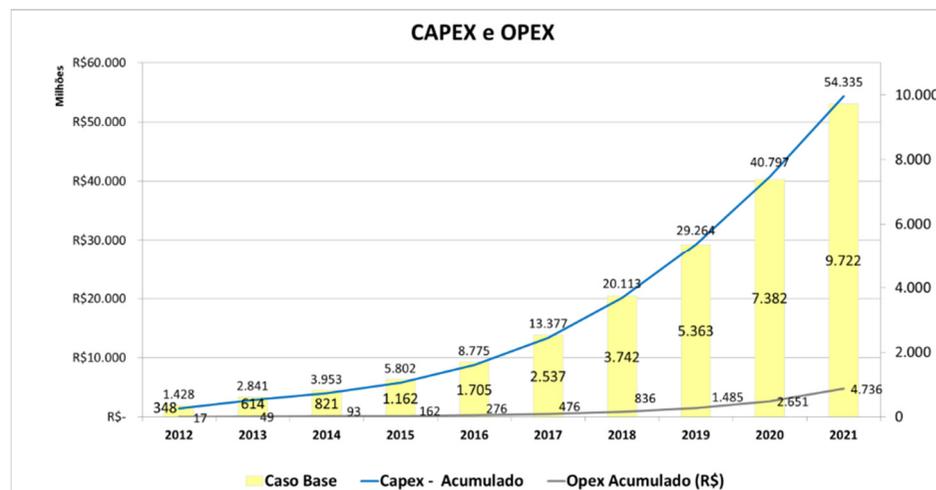


Figura 2 - CAPEX e OPEX Acumulado.

A) Desenvolvimento de uma Cadeia de Valor da Fonte Solar Fotovoltaica

O desenvolvimento do mercado de energia solar fotovoltaica, ocasionado pela redução do custo de equipamentos, criação de Resoluções Normativas para orientar e regular o mercado, estimula a geração de empregos diretos e indiretos, investimentos no setor e a respectiva arrecadação de impostos. O aumento de demanda pelo consumo do produto “sistema solar fotovoltaico”, favorece o desenvolvimento da indústria nacional, otimiza canais de importação e exportação de produtos relacionados aos sistemas fotovoltaicos. Entre eles a fabricação e importação de: matéria prima, cabos e conectores, estrutura de fixação, inversor, módulo fotovoltaico e até mesmo novos medidores bidirecionais.

Os setores mais favorecidos com o crescimento do mercado são: comercial, logística, instalação, operação e manutenção, engenharia, aquisição e construção (EPC), importação de equipamentos, seguradoras, consultoria, entre outros. Conforme imagem apresentada pelo Sebrae (2017)⁷ na Cartilha de “Cadeia de Valor da Energia Solar

⁷ Sebrae (2017) na Cartilha de “Cadeia de Valor da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil”. Disponível em: <http://m.sebrae.com.br/Sebrae/Portal%20Sebrae/Anexos/estudo%20energia%20fotovoltaica%20-%20baixa.pdf>

Fotovoltaica no Brasil”, com fonte utilizada com base em dados da CELA – Clean Energy Latin America, a Figura 3 demonstra mais abertamente a cadeia de valor solar fotovoltaica em vasta expansão. Desta forma, é possível os Entes Federativos estabelecerem arrecadação de impostos através da criação dos investimentos em equipamentos, CAPEX, OPEX; da geração de empregos diretos e indiretos; da reinjeção de recursos na economia pela redução de gastos com energia, e até com a tributação de TUSD paga pela geração remota.

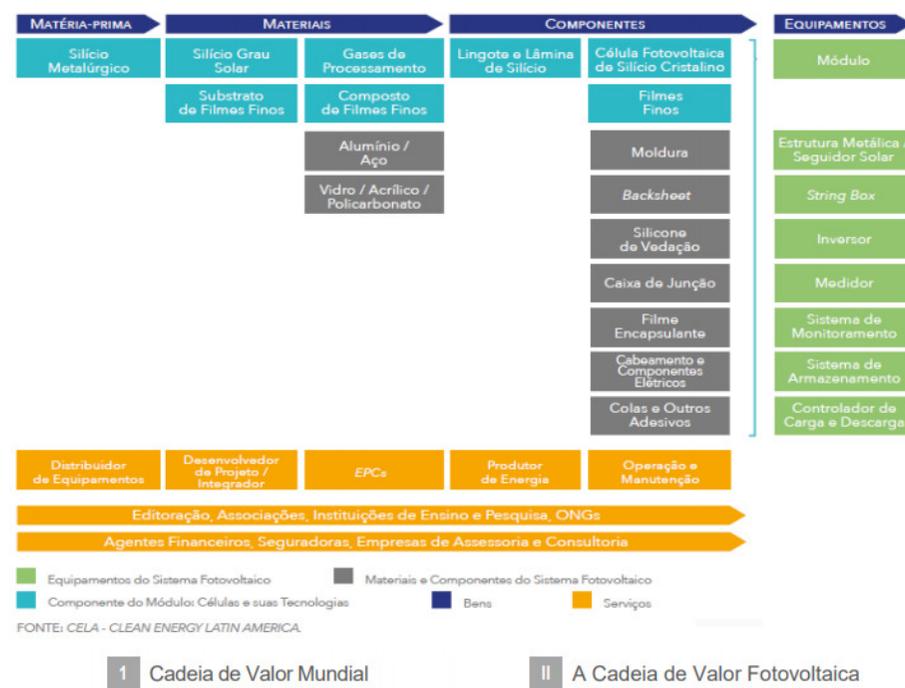


Figura 3 – Cadeia de Valor da Fonte Solar Fotovoltaica

B) Arrecadação de Impostos com o Crescimento do Setor de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica

A arrecadação sobre o CAPEX representa os tributos recolhidos, principalmente, na compra de equipamentos, como módulos e inversores. Na análise foram considerados os seguintes tributos incidentes sobre os custos e serviços de GDFV:

- ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços;
- II: Imposto de Importação;
- IPI: Imposto sobre produtos industrializados;
- PIS: Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público;
- COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social.

Desta forma, foi calculado o CAPEX dispendido para implantar o aumento de capacidade nacional previsto para cada ano e, a partir destes valores, foi calculada a arrecadação de impostos, considerando as diferenças entre os estados. Utilizando estes valores, foi calculado os tributos arrecadados por cada ente (municipal, estadual e federal), aplicando as alíquotas referentes aos equipamentos e serviços na parcela proporcional ao seu peso no CAPEX. Os valores apresentados correspondem com o seguinte cenário: inserção base, sem inflação, apresentação anual e impostos totais.

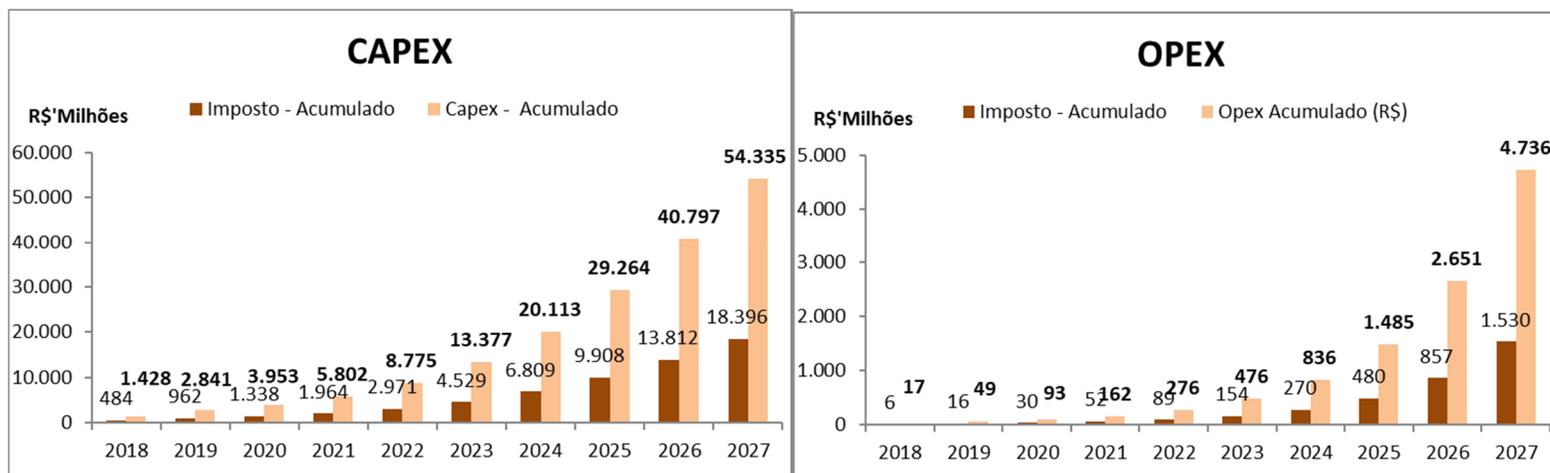


Figura 4 - CAPEX e OPEX acumulado.

Também foi calculado o OPEX necessário para a operação e manutenção da capacidade instalada nacional por ano, e a partir destes valores, foi calculada a arrecadação de impostos. A arrecadação sobre OPEX representa os tributos recolhidos na compra de equipamentos e em serviços. Os valores apresentados correspondem com o seguinte cenário: inserção base, sem inflação, apresentação anual e impostos totais. O custo do OPEX para Local e Remota foi considerado equivalente. O OPEX foi calculado multiplicando (1) a porcentagem de GDFV por Estado por ano; (2) custo de OPEX em R\$/MW; (3) potência instalada em R\$/MW. A partir do custo total de OPEX calculado, foram apurados os tributos aplicando as respectivas tarifas na compra de equipamentos e demais serviços de O&M.

C) Efeito Renda com a Geração de Empregos

A quantidade de empregos no setor brasileiro foi calculada conforme levantamento da Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA) em seu estudo de “Empregos no Setor de Energia Renovável 2012-2017”, tomando por base os dados de empregados no mercado mundial⁸ e da potência global anual instalada (MW)⁹.

⁸ IRENA, 2019. Disponível em: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=7&subTopic=53>

⁹ IRENA, 2019. Disponível em: <https://irena.org/solar>

Assim, chegou-se à proporção, através de média ponderada, de 49 pessoas atuando a Cadeia de Energia Solar Fotovoltaica por MW de potência instalada. O mesmo valor de 49 pessoas na cadeia foi utilizado para o cálculo no mercado brasileiro, proporcional à inserção anual de potência com base no PDE 2027. Além da IRENA, existem outros estudos que, entre eles:

- Solar Foundation¹⁰ - Estados Unidos – considera 33 Empregos na Cadeia por MW instalado;
- Greener¹¹ - Brasil - considera 47 Empregos na Cadeia por MW instalado;
- Greenpeace¹² - Brasil – Estudo “Alvorada – Como o incentivo à energia solar fotovoltaica pode transformar o Brasil. ” – considera 95 Empregos na Cadeia por MW instalado (9 Cenários de inserção expostos);
- Sebrae¹³ - Cartilha “Cadeia de Valor da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil” – considera 25 a 30 Empregos na Cadeia por MW instalado (Fonte Greener, IRENA e Greenpeace);
- IRENA¹⁴ – Mundo – considera 49 Empregos na Cadeia por MW instalado - média ponderada (2010–2017).

¹⁰ National Solar Jobs Census 2018, disponível em: <https://www.thesolarfoundation.org/national/>

¹¹ Greener, 2018. “Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2º Semestre 2018”

¹² Greenpeace 2016. Disponível em: https://storage.googleapis.com/planet4-brasil-stateless/2018/07/Relatorio_Alvorada_Greenpeace_Brasil.pdf

¹³ Sebrae, <http://m.sebrae.com.br/Sebrae/Portal%20Sebrae/Anexos/estudo%20energia%20fotovoltaico%20-%20baixa.pdf>

¹⁴ IRENA, 2018. Disponível em: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=7&subTopic=53>

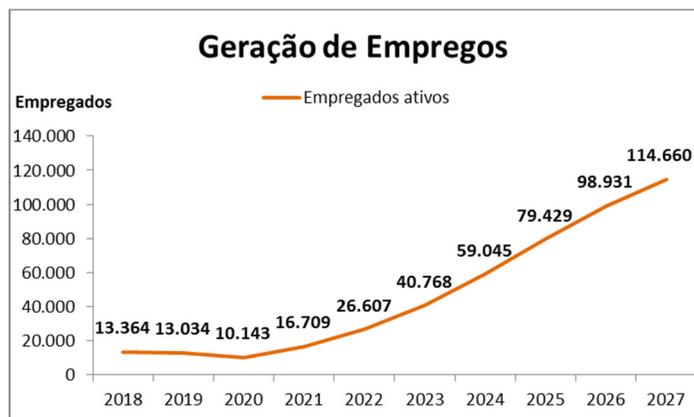


Figura 5 - Geração de Empregos na Cadeia de Valor da Energia Solar Fotovoltaica.

Não podendo este número ser acumulado, mas sim total por ano, por diversos funcionários de um ano anterior também trabalharem em novas usinas no ano seguinte. Desta forma, segue os empregos ativos por ano de geração, conforme inserção do PDE 2027:

Tabela 2 - Quantidade de Trabalhadores por Estado (2018 - 2027).

| Quantidade de Trabalhadores por Estado (2018 - 2027) | | | | | | | | | | |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| ANO | 2.018 | 2.019 | 2.020 | 2.021 | 2.022 | 2.023 | 2.024 | 2.025 | 2.026 | 2.027 |
| AC | 16 | 17 | 14 | 24 | 41 | 67 | 102 | 145 | 189 | 229 |
| AL | 83 | 88 | 74 | 130 | 222 | 362 | 555 | 789 | 1.036 | 1.261 |
| AM | 18 | 41 | 51 | 115 | 232 | 430 | 731 | 1.130 | 1.589 | 2.052 |
| AP | 25 | 27 | 23 | 40 | 68 | 111 | 171 | 243 | 320 | 390 |
| BA | 357 | 387 | 331 | 594 | 1.023 | 1.687 | 2.616 | 3.752 | 4.963 | 6.088 |
| CE | 528 | 496 | 370 | 585 | 892 | 1.305 | 1.801 | 2.304 | 2.721 | 2.981 |
| DF | 240 | 227 | 171 | 272 | 419 | 620 | 865 | 1.120 | 1.341 | 1.491 |
| ES | 238 | 240 | 193 | 329 | 541 | 855 | 1.275 | 1.766 | 2.262 | 2.695 |
| GO | 465 | 450 | 349 | 571 | 904 | 1.377 | 1.983 | 2.652 | 3.284 | 3.784 |
| MA | 167 | 166 | 133 | 223 | 363 | 568 | 840 | 1.153 | 1.465 | 1.731 |
| MG | 2.804 | 2.607 | 1.929 | 3.014 | 4.538 | 6.553 | 8.912 | 11.209 | 12.991 | 13.931 |
| MS | 280 | 260 | 192 | 300 | 451 | 651 | 884 | 1.111 | 1.285 | 1.376 |
| MT | 589 | 538 | 391 | 597 | 875 | 1.227 | 1.612 | 1.946 | 2.147 | 2.167 |
| PA | 119 | 155 | 151 | 300 | 558 | 979 | 1.596 | 2.387 | 3.272 | 4.139 |
| PB | 262 | 243 | 180 | 281 | 422 | 609 | 826 | 1.038 | 1.200 | 1.284 |
| PE | 418 | 408 | 318 | 523 | 834 | 1.278 | 1.852 | 2.492 | 3.105 | 3.600 |
| PI | 204 | 190 | 141 | 221 | 334 | 483 | 659 | 832 | 968 | 1.043 |
| PR | 778 | 768 | 604 | 1.007 | 1.621 | 2.511 | 3.677 | 5.000 | 6.294 | 7.373 |
| RJ | 536 | 593 | 516 | 940 | 1.640 | 2.733 | 4.277 | 6.181 | 8.232 | 10.159 |
| RN | 330 | 302 | 221 | 339 | 502 | 709 | 942 | 1.152 | 1.291 | 1.330 |
| RO | 46 | 51 | 44 | 80 | 138 | 230 | 359 | 518 | 689 | 848 |
| RR | 6 | 7 | 6 | 12 | 21 | 35 | 56 | 82 | 111 | 138 |
| RS | 2.183 | 1.984 | 1.431 | 2.171 | 3.162 | 4.391 | 5.703 | 6.787 | 7.353 | 7.247 |
| SC | 811 | 780 | 599 | 974 | 1.529 | 2.311 | 3.300 | 4.376 | 5.371 | 6.134 |
| SE | 98 | 96 | 75 | 124 | 198 | 305 | 443 | 599 | 749 | 871 |
| SP | 1.635 | 1.794 | 1.552 | 2.813 | 4.888 | 8.114 | 12.658 | 18.246 | 24.244 | 29.857 |
| TO | 130 | 119 | 86 | 131 | 191 | 267 | 349 | 419 | 459 | 459 |
| TOTAL | 13.364 | 13.034 | 10.143 | 16.709 | 26.607 | 40.768 | 59.045 | 79.429 | 98.931 | 114.660 |

Com base em uma pesquisa realizada a partir de dados de diferentes empresas de recrutamento e prestação de serviços do setor (Athos Electronics, ElektSolar e Lovemondays), foi possível definir o valor de salário médio de um funcionário dentro da Cadeia de Energia Solar Fotovoltaica como R\$2.500,00/mês, para profissional de perfil de nível técnico (ampla maioria dos empregos gerados pelo setor). Foi calculada a renda gerada na instalação de GDFV em cada ano e, a partir desta renda, foi calculada a quantidade de impostos que seriam pagos, utilizando a quantidade média de tributos que o brasileiro paga. Estes impostos foram rateados entre os entes federais, considerando a participação de cada ente na arrecadação de impostos nacionais. Com base nos dados de pesquisa do Instituto Brasileiro de Planejamento e Tributação – IBPT (2018) é possível averiguar a proporção do salário médio do brasileiro que é destinado a pagar tributação sobre os rendimentos, consumo, patrimônio e outros, sendo este total de 41,80%.

A arrecadação sobre o Efeito Renda representa os tributos recolhidos a partir da renda dos funcionários que trabalharam na instalação dos projetos de GDFV. Os valores apresentados correspondem ao seguinte cenário: inserção base, sem inflação, apresentação anual e impostos totais.

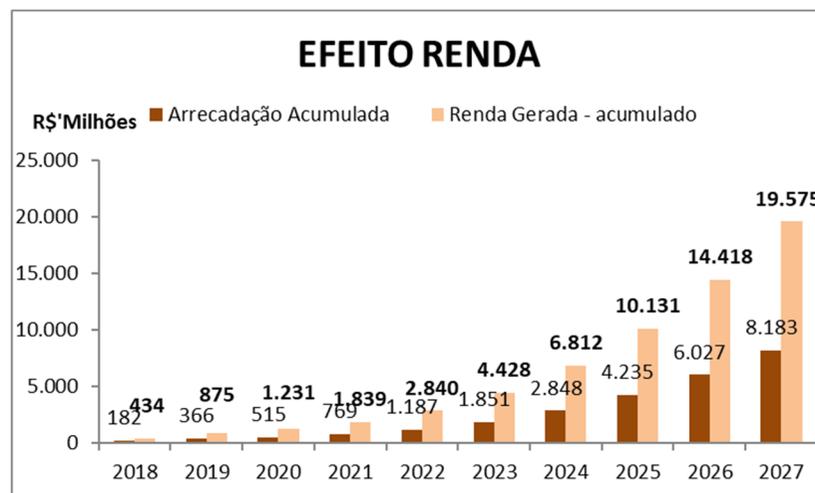


Figura 6 - Efeito Renda.

D) Reinjeção de Recursos na Economia pela Redução de Gastos com Energia

A redução anual dos valores gastos com a fatura de eletricidade, devido a inserção de GDFV, estimada pelo PDE 2027 na matriz, ocasiona uma reinjeção destes recursos anteriormente utilizados no pagamento de conta de eletricidade, através de consequente liberação de renda para uso em outras atividades e na aquisição de bens de consumo e serviços. Através do cálculo da economia proporcionada aos consumidores adotantes da GDFV, liberando renda, estima-se a quantidade de tributos que este consumidor irá pagar ao deslocar esta economia para outras atividades econômicas de consumo. Foi realizada a seguinte sequência de cálculos:

1. Através dos dados de potência instalada por estado em cada ano, do fator de carga e da quantidade de horas no ano, a energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos em cada Estado foi calculada. Esta energia elétrica gerada foi multiplicada pela soma da TE e TUSD média das distribuidoras por Estado (com PIS/Cofins e ICMS de cada estado incluso). Apurou-se, assim, quanto seria pago pelo consumidor, caso não houvesse feito a adesão à GDFV.

2. Em seguida, apurou-se quanto seria pago com o uso da GDFV. Considerou-se que o consumidor não pagaria TE e TUSD pela energia elétrica gerada por geração local, e pagaria apenas a parcela TUSD sobre a geração remota, situação observada no mercado atualmente.

Considerando a conversão integral desta economia em consumo, multiplica-se a quantidade de consumo pela alíquota média de impostos que o brasileiro paga em consumo. A partir deste cálculo, é possível definir a quantidade total de tributos pagos sobre a economia na fatura de eletricidade. Este total foi rateado entre os entes federais seguindo a proporção de arrecadação de cada ente na arrecadação total nacional.

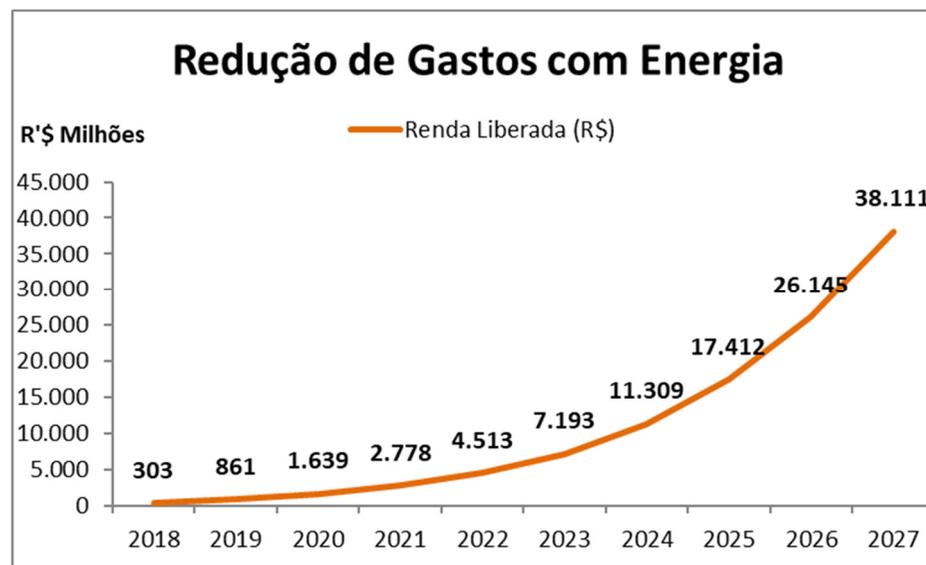


Figura 7 - Redução De Gastos Com Energia.

O fator originário dessa liberação de renda é o investimento do capital privado anteriormente utilizado no pagamento das contas de eletricidade, para instalação proporcional de sistemas de GDFV. A arrecadação sobre a liberação de renda representa os tributos recolhidos a partir do consumo oriundo da economia com energia elétrica, decorrente da instalação da GDFV.

Tabela 3 – Premissas Para Cálculo Da Reinjeção De Recursos Na Economia Oriundos da Redução De Gastos Com Energia.

| Premissa | Descrição |
|---|---|
| Fator de Capacidade | 15,7% (Fonte: EPE, PDE 2027) |
| Potência Instalada (por ano) | Cenários de Inserção de acordo com o PDE |
| TE e TUSD - B1 | Média por estado |
| TUSDg A4 | Média por estado |
| PIS/Cofins - Distribuição | 5% |
| ICMS Distribuição | Média da classe B Residencial e Comercial |
| Impostos sobre consumo | 23,52% |
| Porcentagem de cada ente na arrecadação de impostos | - União: 68,24%; - Estados: 25,54%; - Municípios: 6,23% |
| % da GDFV Nacional | Base de dados Aneel |
| % da GDFV Remota no Estado | Base de dados Aneel |

Considerando que esta redução de gastos seria convertida em outros consumos, calculou-se a quantidade de impostos que seriam pagos, utilizando a quantidade média de tributos que o brasileiro paga, os quais foram rateados entre os entes federais, considerando a participação de cada ente na arrecadação de impostos nacionais. Os valores apresentados correspondem ao seguinte cenário: inserção base, sem inflação, apresentação anual e impostos totais.

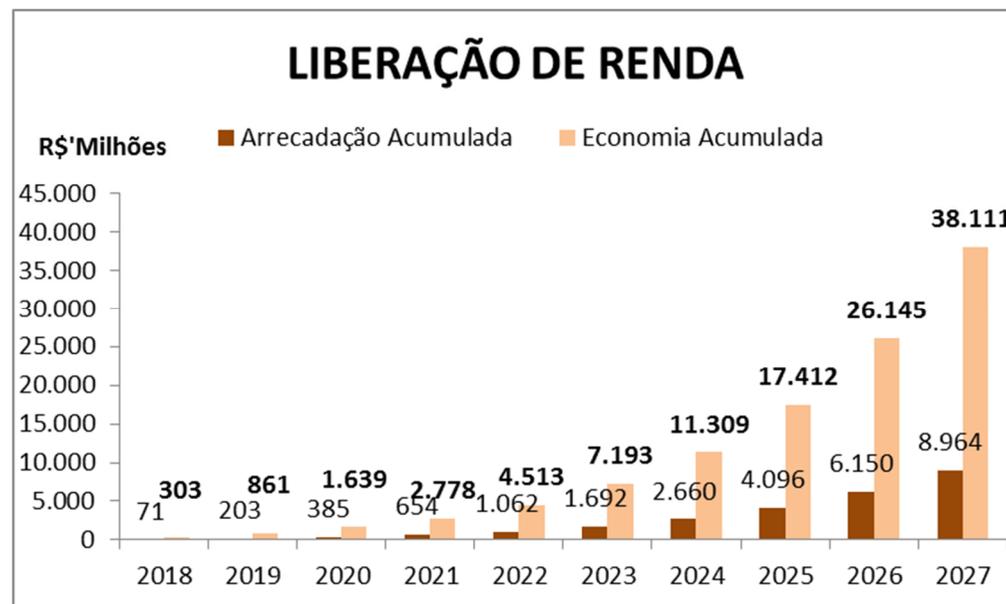


Figura 8 - Liberação De Renda.

E) Arrecadação com o Arrecadação de Impostos na Geração Remota GDFV

A partir da inserção por Estado de GDFV remota em cada Estado, foi feito o cálculo da Tarifa TUSD G A4 média de cada estado e da quantidade média de meses por ano. Desta forma foi calculado o custo com demanda pago pela geração remota, ao qual são adicionadas as alíquotas de PIS e Cofins. A arrecadação sobre a TUSD pela geração remota representa os tributos recolhidos a partir da TUSD, paga por usinas de GDFV Remota e GDFV Compartilhada. Foram calculados os gastos com demanda para GDFV Remota em cada estado, considerando que a parcela de GDFV Remota em 2027 se manteria nos níveis atuais. Os valores apresentados correspondem ao seguinte cenário: inserção base, sem inflação, apresentação anual e impostos totais.

Tabela 4 - Premissas Para o Cálculo da Arrecadação de Impostos na Geração Remota GDFV.

| Premissa | Descrição |
|------------------------------|---|
| Fator de Capacidade | 15,7% ¹⁵ |
| Potência Instalada (por ano) | Cenários de Inserção de acordo com o PDE ¹ |
| Tarifa TUSD G A4 | Média por Estado ¹⁶ |
| PIS/Cofins - Distribuição | 5% |
| ICMS Distribuição | Média da classe B Residencial e Comercial |
| % da GDFV Nacional | Base de dados Aneel ¹⁷ |
| % da GDFV Remota no Estado | Base de dados Aneel |

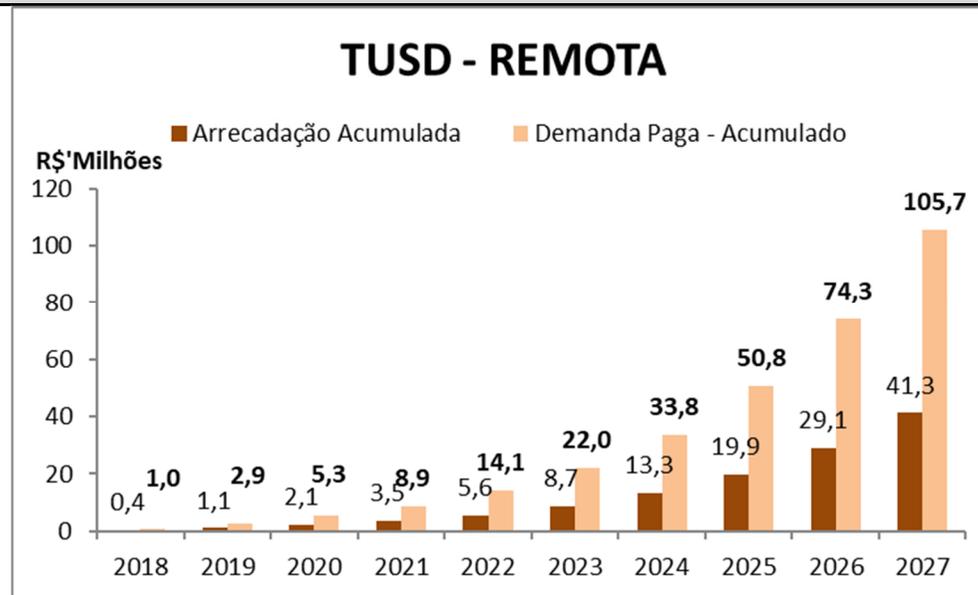


Figura 9 - TUSD Da Geração Remota.

¹⁵ EPE, Plano Decenal de Energia 2027. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>

¹⁶ Revisões Tarifárias da ANEEL

¹⁷ ANEEL - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída (2018)

F) Redução de Arrecadação de Impostos sobre a Tarifa de Energia Elétrica

A perda de arrecadação representa a tributação que o Estado deixaria de recolher nas parcelas TE e TUSD devido a inserção da GDFV, valores estes que compõem a receita requerida para cada ano da análise.

Tabela 5 - Premissas para o Cálculo da Redução de Arrecadação de Impostos Sobre A Tarifa De Energia Elétrica.

| Premissa | Descrição |
|------------------------------|---|
| Fator de Carga | 15,7% |
| Potência Instalada (por ano) | Cenários de Inserção de acordo com o PDE |
| TE e TUSD - B1 | Média por estado |
| PIS/Cofins - Distribuição | 5% |
| ICMS Distribuição | Média da classe B Residencial e Comercial |
| % da GDFV Nacional | Base de dados Aneel |
| % da GDFV Remota no Estado | Base de dados Aneel |

Foi calculada a energia gerada pela GDFV em cada Estado e a arrecadação que seria recebida caso não houvesse a inserção da GDFV. Considerou-se que a distribuição de GDFV por Estado iria se equiparar proporcionalmente à distribuição da carga. Os valores apresentados correspondem ao seguinte cenário: inserção base, sem inflação, apresentação anual e impostos totais.

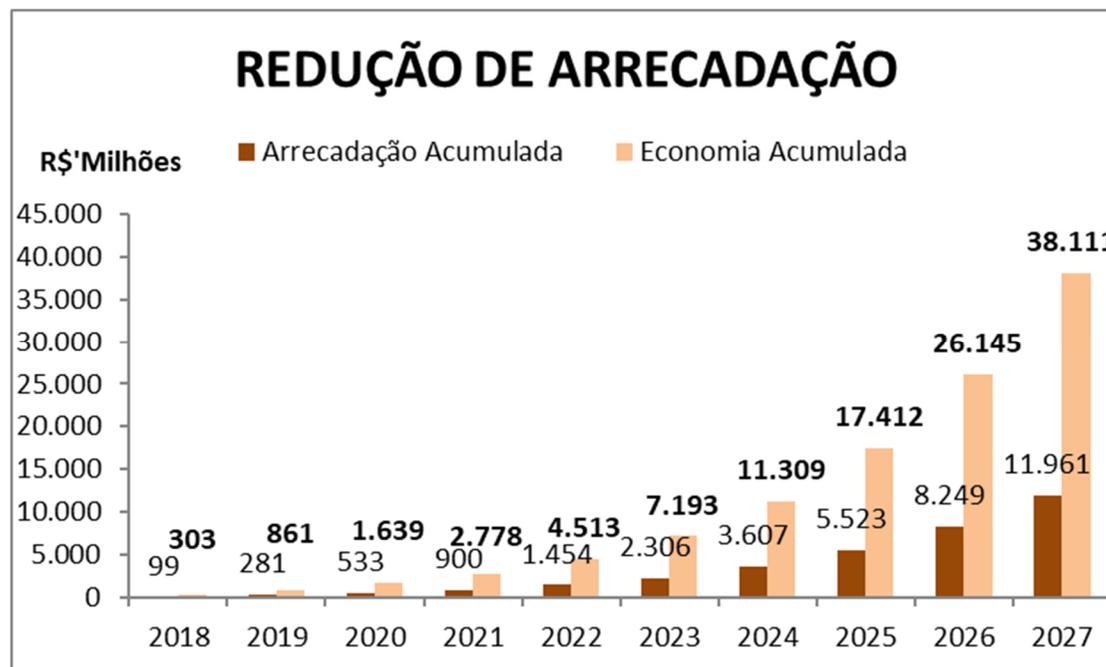
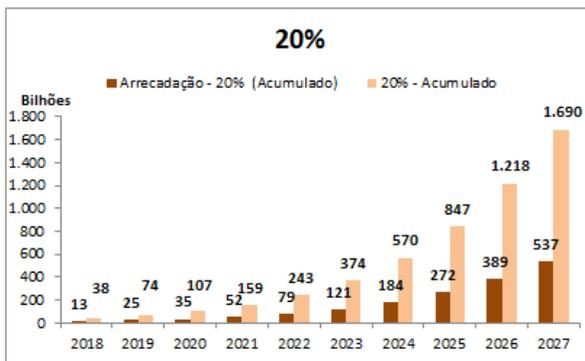
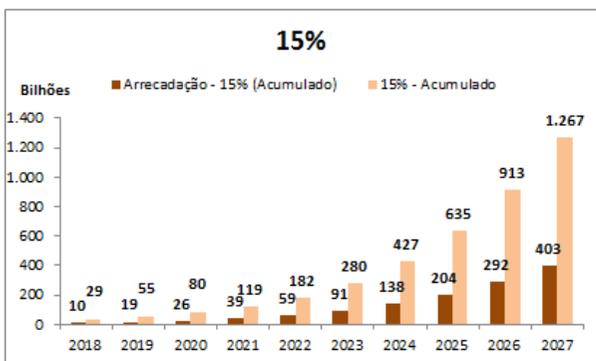
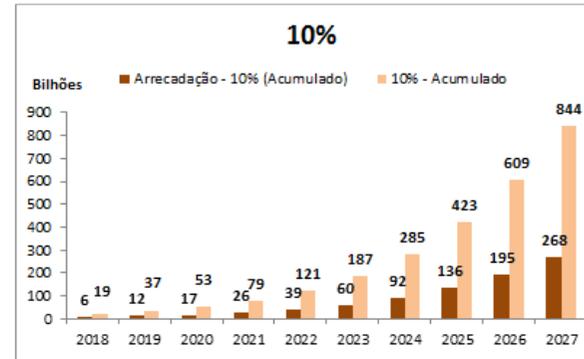
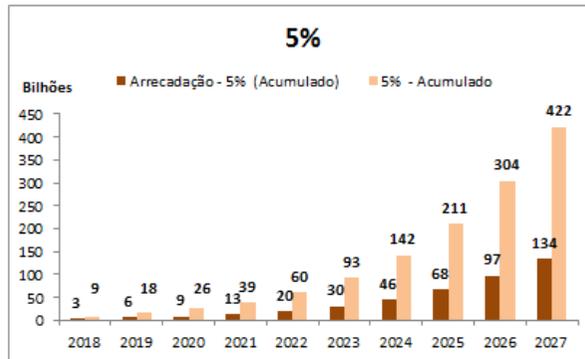
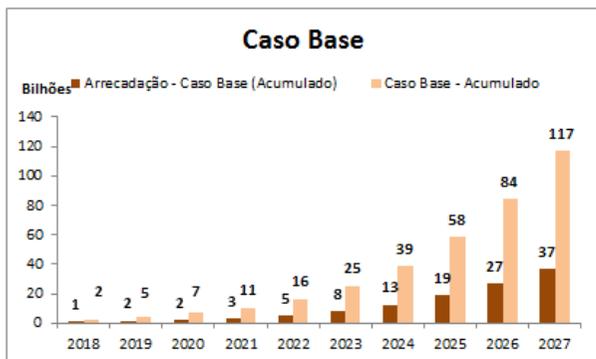
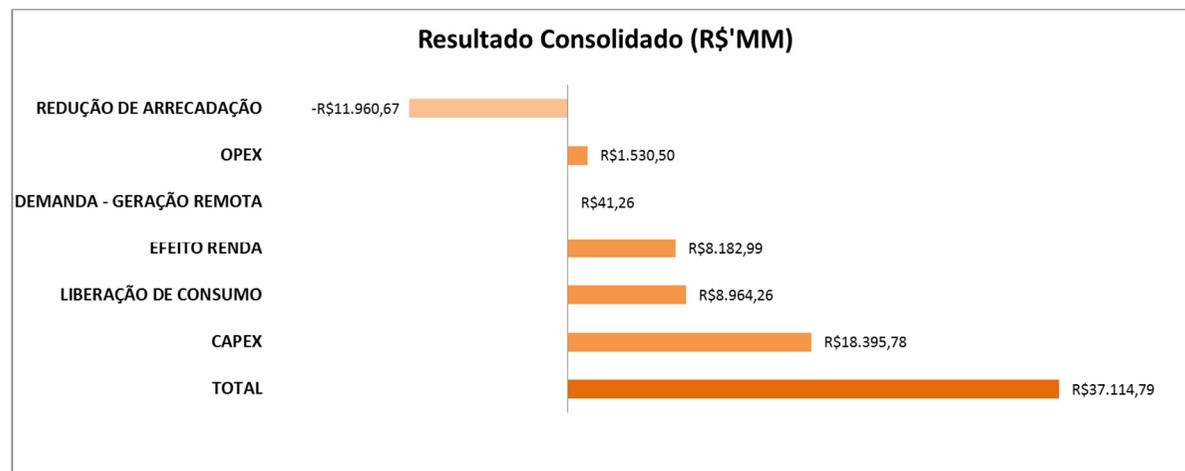


Figura 10 - Redução Na Arrecadação De Impostos.

G) Resultados Avaliação dos Atributos Socioeconômicos – Cenários de Inserção de GDFV

| Cenário de Inserção | INSERÇÃO DE GDFV (MW) - PDE 2027 | | | | | | | | | |
|---------------------|----------------------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Caso Base | 348 | 614 | 821 | 1.162 | 1.705 | 2.537 | 3.742 | 5.363 | 7.382 | 9.722 |
| 5% | 1.253 | 2.212 | 2.955 | 4.184 | 6.138 | 9.133 | 13.468 | 19.304 | 26.574 | 34.995 |
| 10% | 2.506 | 4.423 | 5.911 | 8.368 | 12.276 | 18.265 | 26.936 | 38.608 | 53.148 | 69.989 |
| 15% | 3.760 | 6.635 | 8.866 | 12.551 | 18.414 | 27.398 | 40.404 | 57.912 | 79.722 | 104.984 |
| 20% | 5.013 | 8.846 | 11.822 | 16.735 | 24.552 | 36.530 | 53.872 | 77.216 | 106.296 | 139.979 |





| ARRECADAÇÃO (R\$'MM) | Federal | Estadual | CONSOLIDADO |
|----------------------|---------------|--------------|---------------|
| Aumento | 25.411 | 11.704 | 37.115 |
| (-) Perda | 1.713 | 10.247 | 11.961 |
| Resultado | 23.697 | 1.457 | 25.154 |

2 - Avaliação dos Atributos Ambientais

Esta seção apresenta a relação entre a inserção de GDFV e o seu benefício ao meio ambiente, avaliando para tanto os seguintes atributos ambientais: água, solo e ar. A inserção de GDFV na matriz elétrica provoca o deslocamento de outras fontes de energia, reportadas aqui como Energia Evitada. A partir da quantidade de Energia Evitada foi possível estimar a quantidade de água e terra economizada, bem como a quantidade evitada de gases poluentes. Ademais, são apresentados outros benefícios proporcionados pela geração solar fotovoltaica tais como os impactos positivos na economia de gastos com saúde.

A) O Impacto Da Inserção de GDFV no Consumo de Água

Esta seção apresenta a relação entre o consumo de água e a produção de energia elétrica, classifica o consumo de água, descreve sua relação com diferentes fontes de geração, e quantifica o valor de água economizado a partir da energia elétrica que é evitada por outras fontes, em decorrência da inserção de GDFV.

As categorias de usos da água pelo ser humano são diversas, entre elas estão o abastecimento humano (urbano e rural), o abastecimento animal, a indústria de transformação, a mineração, a termoelectricidade e a irrigação. De acordo com o relatório “ODS 6 no Brasil: Visão da ANA sobre os indicadores” elaborado pela Agência Nacional de Águas (ANA, 2019):

- 63% da população utiliza serviços de esgotamento sanitário gerido de forma segura, incluindo instalações para lavar a mão com água e sabão;
- 50% das águas residuais são tratadas de forma segura;
- 69% dos corpos hídricos possuem boa qualidade;
- 10,6% das unidades administrativas locais possuem políticas e procedimentos estabelecidos visando à participação da água e saneamento.

O relatório sobre a Conjuntura Brasileira de Recursos Hídricos elaborados pelo ANA (2018) classifica as parcelas de uso da água em três tipos: retirada, consumo e retorno. A água retirada refere-se à captação total da água para uso. O retorno refere-se à parcela da água retirada que retorna aos corpos hídricos, como os esgotos provenientes do uso da água para abastecimento urbano. Por fim, o consumo refere-se à parcela da água retirada que não retorna aos corpos hídricos, portanto, é a diferença entre a parcela retirada e a parcela que retorna. Há outras referências que definem apenas a parcela retirada e consumida, como o estudo do Hoff (2011). A

Tabela 6 apresenta as demandas de água no Brasil em 2017 (ANA, 2018).

Tabela 6 - Demanda De Água No Brasil Em 2017.

| Uso (m ³ /s) | Retirada | Consumo | Retorno |
|-------------------------|----------|---------|---------|
| Irrigação | 1.083,6 | 792,1 | 291,5 |
| Abastecimento Urbano | 496,2 | 99,2 | 397,0 |
| Indústria | 189,2 | 101,7 | 87,5 |
| Abastecimento Rural | 34,5 | 27,6 | 6,9 |
| Mineração | 32,9 | 9,6 | 23,3 |
| Termelétrica | 79,5 | 2,5 | 77,0 |
| Uso Animal | 166,8 | 125,1 | 41,7 |

Fonte: ANA, 2018.

Estima-se que houve um aumento de quase 80% no total retirado de água nas últimas duas décadas no Brasil e, essa demanda tende a ser crescente, com uma previsão de que a água retirada aumente 24% até 2030. Esse aumento está relacionado ao desenvolvimento econômico e ao processo de urbanização do país.

Segundo o relatório do *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2015), a demanda de energia irá quase duplicar, enquanto as demandas de água e comida irão aumentar mais de 50% entre 2015 e 2050, principalmente, devido ao rápido desenvolvimento econômico, ao aumento da população mundial e às mudanças no estilo de vida das pessoas.

O estudo denominado *Renewable Energy in the Water, Energy and Food* realizado pelo IRENA mostra que a água, a energia e a comida estão interconectadas e que atender essa demanda por recursos é um grande desafio. Por exemplo, um aumento de 35% na demanda de energia até 2035 poderia aumentar o consumo de água para geração de energia em 85%. Analogamente, a necessidade de água para agricultura e fins industriais e domésticos, irá depender cada vez mais de recursos que são difíceis de conseguir e precisam de mais energia para explorar.

Na maioria dos processos de geração de energia, a água é uma entrada principal, por exemplo: na produção de combustível fóssil, a água é utilizada para extração, transporte e processamento; na geração termelétrica baseada em nuclear, combustível fóssil ou CSP, a água é utilizada para resfriamento; na hidrelétrica, a água precisa estar disponível em rios ou reservatórios; na produção de matéria-prima para biocombustível, a água é necessária para irrigação e; a energia solar precisa de água para resfriamento

e limpeza dos painéis ou coletores para melhorar a eficiência (WORLD BANK, 2013). Portanto, como cada processo precisa da água para um determinado fim, a escolha da tecnologia de geração definirá o impacto da geração de energia na qualidade da água e na quantidade que é retirada ou consumida.

Assim, a relação água – energia tem sido reconhecida cada vez mais como uma questão crítica para segurança, negócios e meio ambiente. Por exemplo, uma pesquisa realizada com 318 empresas listadas na *FTSE Global Equity Index Series* (Global 500), conduzida pela *Carbon Disclosure Project*, mostrou que 82% das empresas de energia e 73% das distribuidoras concordam que a água é um risco considerável para a operação dos negócios. E, 59% das empresas de energia e 67% das distribuidoras sofreram impactos nos negócios relacionados à água nos últimos cinco anos (CDP, 2013). Dada a relevância desse tema, a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* – IEA), apresentou pela primeira vez em sua história, uma sessão especial sobre a água e energia no *World Energy Outlook* em 2012 (IEA, 2012). Além disso, água e energia foram o tema da *World Water Day* em 2014 (UN Water, 2014). Nessa discussão existe um consenso de que para começar abordar essa relação é necessário quantificar as interligações e entender os *trade-offs*.



Fonte: World Bank, 2013

Figura 11 - Ilustração Da Relação Água E Energia.

A intensidade dessa relação é característica de cada região e país, pois depende do *mix* de energia, da demanda e da disponibilidade e acessibilidade dos recursos. Os riscos dessa relação afetam todos os elementos essenciais da segurança energética e hídrica, como pode ser visto na Tabela 7.

Tabela 7 - Resumo dos Riscos e Impactos da Relação Água-Energia.

| | Riscos | Impactos |
|--|--|---|
| Água relacionada aos riscos da segurança elétrica | <ul style="list-style-type: none"> Deslocamentos na disponibilidade e qualidade da água, devido a razões naturais ou humanas (incluindo restrições regulatórias no uso da água para produção de energia/extração de combustível). | <ul style="list-style-type: none"> Redução da confiabilidade de suprimento e confiança em formas de geração mais caras. Possibilidade de precificação da água e, consequentemente, custos maiores de produção de energia. Redução da disponibilidade de água para extração de combustível e estágios de processamento, levando a saídas reduzidas. |
| | <ul style="list-style-type: none"> Aumento na demanda de energia para produção, tratamento e distribuição da água. | <ul style="list-style-type: none"> Deformações no sistema de energia e reduções na eficiência dado os diferentes perfis de demanda de água e energia. |
| Energia relacionada aos riscos da segurança hídrica | <ul style="list-style-type: none"> Acesso limitado ou não confiável para financiar a energia necessária para extração de água. Realocação dos recursos de água a partir de outros usuários finais para energia. | <ul style="list-style-type: none"> Disrupção no suprimento de água para usuários finais ou diversificação dos recursos longe de atividades principais como a agricultura. Mudanças no custo de entrega da água devido a flutuações no custo das entradas de energia. |
| | <ul style="list-style-type: none"> Contaminação dos recursos de água devido à extração de energia e processos de transformação. | <ul style="list-style-type: none"> Recursos de água, incluindo água para beber, tornada imprópria por causa da contaminação. |

Fonte: IRENA, 2015.

Esses riscos confrontam todos os stakeholders envolvidos em atividades que são afetadas direta ou indiretamente pela disponibilidade, acessibilidade e viabilidade econômica de água e energia. Assim, esses riscos e impactos associados se manifestam em diferentes níveis – regional, nacional e local – fazendo governos, comunidades e negócios considerarem cada vez mais a relação água – energia como variável chave afetando a sustentabilidade de suas operações e objetivos a longo prazo.

Água para Produção De Energia

A produção de energia é responsável por quase 15% da captação global de água doce, ou seja, 580 bilhões de m³ de água todos os anos (IEA, 2012). Essa água retirada é usada para produção primária de energia e geração de eletricidade. Quase 66 bilhões de m³ da água retirada não retorna à fonte e, por isso, é considerada consumida (LAVELLE e GROSE, 2013).

A quantidade de água retirada e consumida para energia elétrica varia significativamente de país para país. Nos Estados Unidos, por exemplo, a geração termelétrica corresponde a quase metade de toda água doce retirada. Na China, onde o carvão é a principal fonte de combustível para as termelétricas, a água é usada para mineração, processamento e consumo do carvão, respondendo a cerca de 120 bi m³ por ano, ou um quinto de toda água usada no país (SCHNEIDER, 2011). O principal exemplo da dependência da água para geração de eletricidade é a geração hidrelétrica, que representa quase 16% da produção global de energia elétrica. Essa fonte de energia é a principal em muitos países. No Brasil a geração hidrelétrica representa quase 75% da geração de energia (REN21, 2014). Além de estarem sujeitas à outorga, as hidrelétricas podem ser cobradas pelo uso dos recursos hídricos para geração de energia elétrica. Por exemplo, em 2016 foram arrecadados, em bacias hidrográficas com cobrança implementada, R\$ 295,17 milhões e R\$ 208,8 milhões com a geração de energia elétrica, conforme relatório da ANA (2019).

Para avaliar a intensidade da água em diferentes tecnologias de geração de energia, é necessário entender a entrada de água ao longo dos diferentes estágios da cadeia de suprimento de energia elétrica. A cadeia de suprimento de energia elétrica pode ser dividida em três estágios: extração do combustível, processamento e transporte; transformação em energia elétrica e uso final. A quantidade de água retirada e consumida bem como a qualidade da água no final dessa cadeia, depende de como, onde e qual fonte de energia elétrica é utilizada e de outros fatores como tecnologia escolhida, fonte de água e tipo de combustível.

As energias renováveis, em geral, estão livremente disponíveis e requerem mínima extração, refino ou transporte. Por exemplo, a entrada de água para geração solar fotovoltaica, eólica, geotérmica e hidrelétrica é pequena no primeiro estágio dessa cadeia. Por outro lado, a bioenergia precisa de água para a produção de matéria-prima,

processamento e transporte. Já no estágio de geração de energia, as plantas térmicas são as que mais utilizam água, principalmente, para o resfriamento. Durante essa fase, a geração solar fotovoltaica e eólica poderiam retirar até 200 vezes menos água que uma planta de energia a carvão para produzir a mesma quantidade de eletricidade. Portanto, a tecnologia usada para geração de energia elétrica pode ser uma aliada na redução da pegada ambiental e no alívio às pressões sobre os reservatórios hídricos, cujos recursos apresentam múltiplos usos pela sociedade.

Vários estudos têm sido feitos para avaliar a intensidade de água das diferentes tecnologias de geração de energia elétrica. Alguns analisaram estágios específicos da produção de energia (MACKNICK et al., 2012), outros, no entanto, consideraram a intensidade de água usada ao longo do ciclo de vida completo da produção de energia, que inclui a extração do combustível, o processamento e transformação e outros passos intermediários (MELDRUM et al., 2013 e MIELKE et al., 2011). Tais estudos concordam que a geração de fonte solar fotovoltaica e eólica, praticamente não usam água para operação e têm uso mínimo de água ao longo de seus ciclos de vida e, assim, poderiam compensar a tendência do aumento do consumo de água.

Para exemplificar, um estudo realizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos verificou que se a energia solar fotovoltaica atendesse 14% da demanda de eletricidade dos Estados Unidos até 2030 e, 27% até 2050, a quantidade de água retirada acumulada em 2015 a 2050 do setor de energia elétrica reduziria em 4%, enquanto a quantidade acumulada de água consumida seria reduzida em 9% (WISER, 2016).

Simulação da Quantidade de Água Economizada

Com base na quantidade calculada de Energia Elétrica Evitada e nos estudos de Macknick (2012), cujos resultados estão apresentados na

Tabela 8, estimou-se a quantidade de água evitada para cada nível de inserção de GDFV. A seguir os valores economizados de água referentes à energia evitada por gás natural, carvão e biomassa.

Tabela 8 - Fatores De Uso Da Água.

| Fonte | Água Consumida (L/MWh) | Água Retirada (L/MWh) |
|-------------|------------------------|-----------------------|
| Gás natural | 775 | 964 |
| Carvão | 2.597 | 3.799 |
| Biomassa | 2.090 | 3.319 |

Fonte: Adaptado de Macknick, 2012.

Quantidade Evitada de Água Retirada

As figuras a seguir apresentam a quantidade evitada de água retirada devido ao deslocamento de outras fontes de geração (gás, carvão e biomassa, respectivamente) com a inserção de GDFV na matriz elétrica.

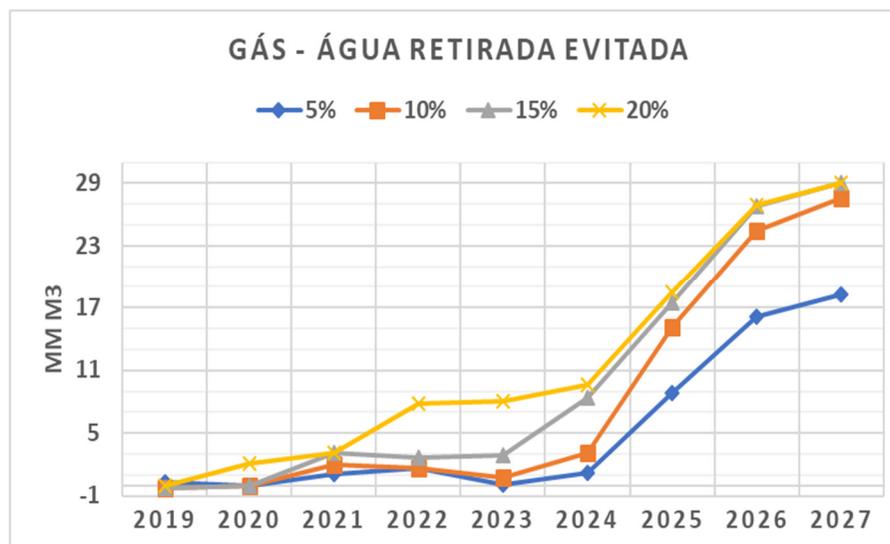


Figura 12 - Água Retirada Evitada pela Geração Elétrica a Partir do Gás.

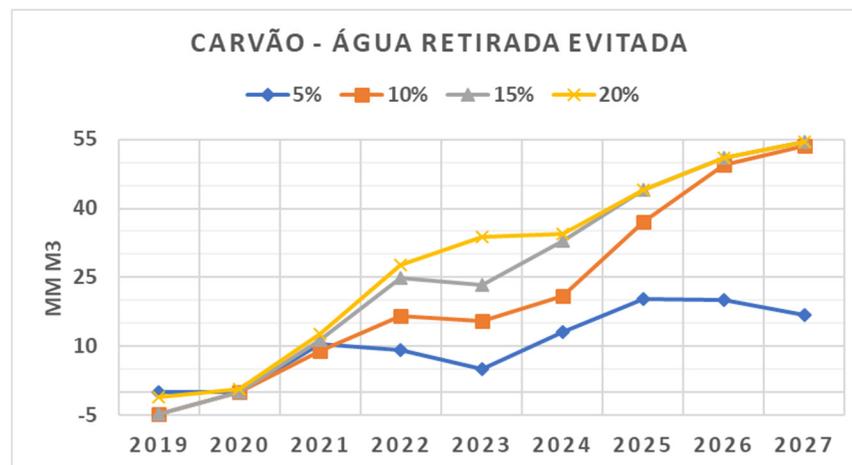


Figura 13 - Água Retirada Evitada pela Geração Elétrica a Partir do Carvão.

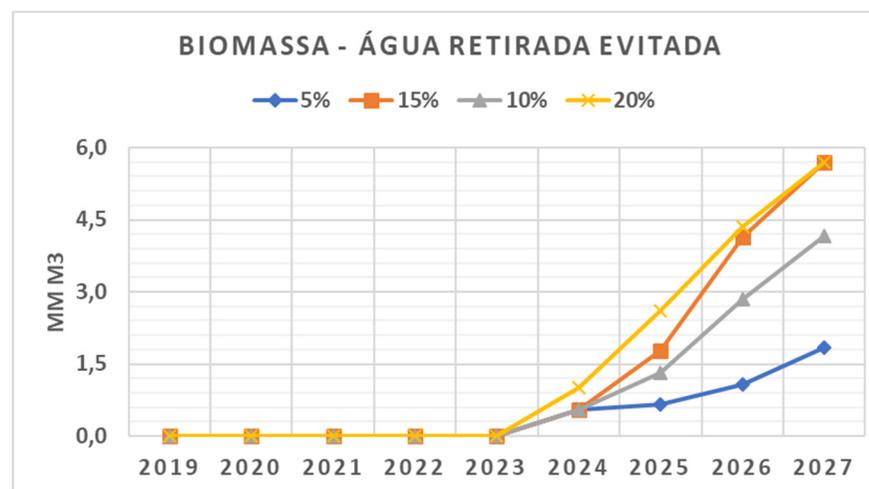


Figura 14 - Água Retirada Evitada pela Geração Elétrica a Partir da Biomassa.

A Tabela 9 apresenta a quantidade de água retirada evitada por inserção de GDFV e fonte de geração. Nota-se que a geração de energia elétrica a partir do carvão possui uma quantidade de água maior, pois utiliza mais água para geração de energia elétrica. Em segundo lugar, está o gás e, em seguida, a biomassa.

Tabela 9 - Quantidade De Água Retirada Evitada Acumulada (2019-2027).

| Água Retirada Evitada (MM m ³) | | | |
|--|--------|--------|----------|
| Inserção de GD | Gás | Carvão | Biomassa |
| 5% | 47,56 | 95,27 | 4,15 |
| 10% | 74,40 | 197,62 | 8,89 |
| 15% | 90,11 | 237,17 | 12,16 |
| 20% | 104,88 | 257,83 | 13,67 |

Quantidade Evitada de Água Consumida

As figuras a seguir apresentam a quantidade evitada de água consumida devido ao deslocamento de outras fontes de geração (gás, carvão e biomassa, respectivamente) com a inserção de GDFV na matriz elétrica.

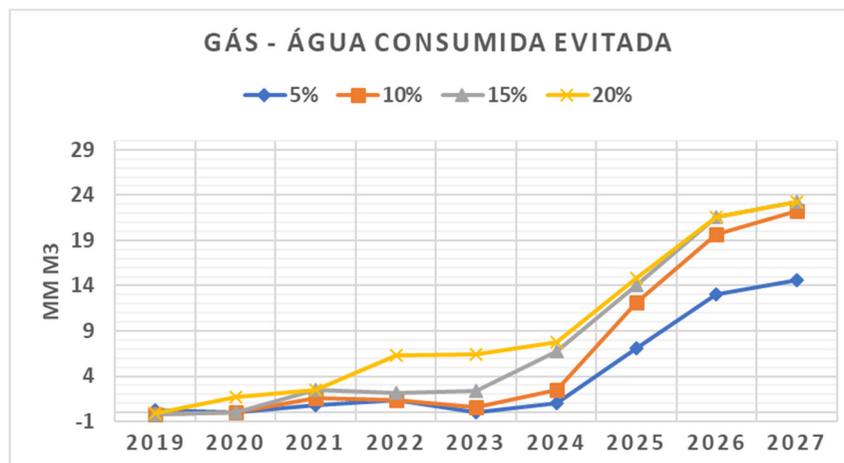


Figura 15 - Água Consumida Evitada Pela Geração Elétrica A Partir Do Gás.

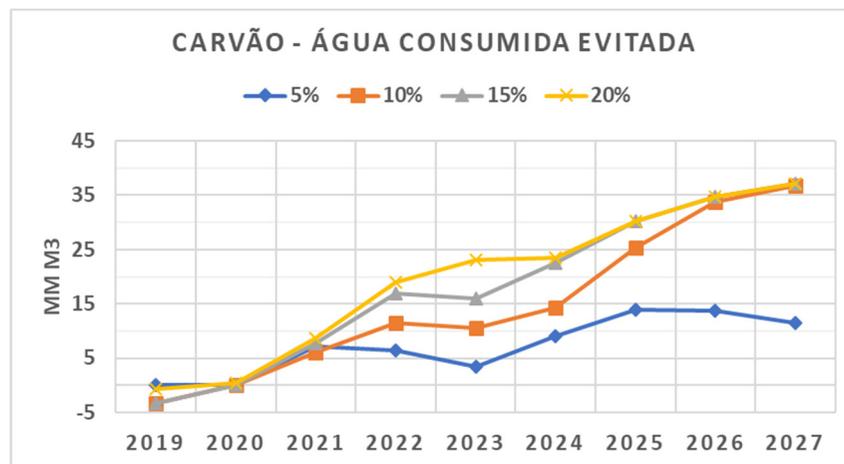


Figura 16 - Água Consumida Evitada Pela Geração Elétrica A Partir Do Carvão.

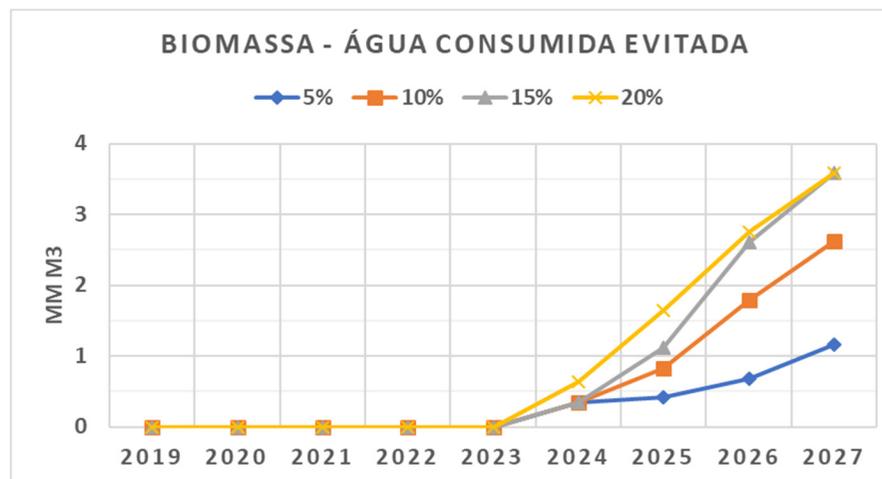


Figura 17 - Água Consumida Evitada Pela Geração Elétrica A partir Da Biomassa.

A Tabela 10 apresenta a quantidade evitada de água retirada por inserção de GDFV e fonte de geração. Nota-se o mesmo padrão anterior, o carvão vem em primeiro lugar, seguido do gás e, em seguida, da biomassa.

Tabela 10 - Quantidade De Água Consumida Evitada Acumulada (2019-2027).

| Água Consumida Evitada (MM m ³) | | | |
|---|-------|--------|----------|
| Inserção de GD | Gás | Carvão | Biomassa |
| 5% | 38,24 | 65,13 | 2,61 |
| 10% | 59,81 | 135,09 | 5,60 |
| 15% | 72,44 | 162,13 | 7,66 |
| 20% | 84,32 | 176,25 | 8,61 |

Custo Financeiro da Economia de Água

Para estimar o valor econômico da economia de água proporcionada pelo deslocamento da geração tradicional pela GDFV, considerou-se nos cálculos a quantidade total de água que deixou de ser demandada para a geração de energia elétrica, valorada à tarifa média de água de 2,33R\$/m³ (SNIS, 2017), calculada a partir dos dados de 1.535 municípios brasileiros. A Figura 18 ilustra por inserção de GDFV o valor financeiro relacionado à economia de água.

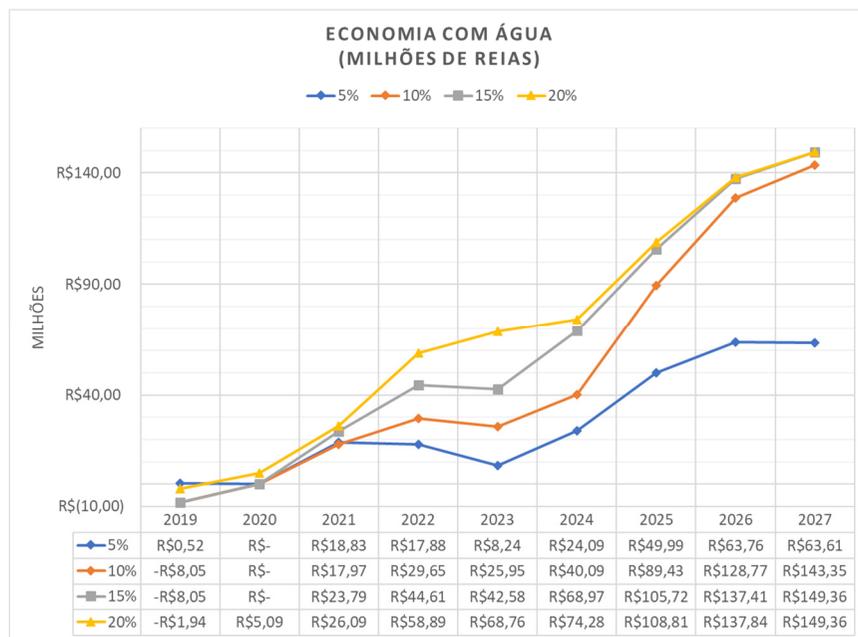


Figura 18 - Água Evitada.

Tabela 11 apresenta o resultado acumulado da economia de água em milhões de m³ e em milhões de reais, respectivamente.

| Economia com Água (Milhões de Reais) | | |
|--------------------------------------|-----------------|--------|
| Inserção de GD | Total Acumulado | |
| 5% | R\$ | 246,92 |
| 10% | R\$ | 467,16 |
| 15% | R\$ | 564,40 |
| 20% | R\$ | 627,18 |

Tabela 11 - Economia De Água Em Milhões De Reais.

O consumo médio per capita, ou seja, a média diária, por indivíduo, dos volumes utilizados para satisfazer os consumos domésticos, comercial, público e industrial no Brasil é igual a 154,1 litros/(hab.dia) (SNIS, 2016). Considerando-se essa taxa é possível concluir que a quantidade acumulada de água com a inserção de 20% de GDFV atenderia cerca de 4,7 milhões de pessoas de 2019 a 2027, conforme apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 - Número De Pessoas Atendidas Pela Economia Em Água.

| Inserção de GD | Número de Pessoas |
|----------------|-------------------|
| 5% | 1.884.095 |
| 10% | 3.564.660 |
| 15% | 4.306.583 |
| 20% | 4.785.624 |

B) O Impacto Da Inserção de GDFV no Uso do Solo

Esta seção apresenta a relação entre o uso da terra e a produção de energia elétrica, bem como demonstra a quantidade evitada de terra em virtude da inserção de GDFV junto a edificações.

As Tecnologias De Geração De Energia Elétrica E O Uso Da Terra

Uma força impulsionadora do uso da terra é justamente a geração de energia (SMIL, 2008). O fogo é usado desde o tempo pré-histórico para limpar a terra, preparar a comida, bem como para aquecimento e iluminação. Atualmente, os combustíveis gasosos, líquidos e sólidos, incluindo a eletricidade e o calor, são *commodities* em todo setor econômico.

As tecnologias de geração de energia elétrica afetam a terra com diferentes intensidades. Por isso, é importante considerar os aspectos quantitativos (por exemplo, capacidade instalada por metro quadrado) e qualitativos (por exemplo, duração do impacto, mudanças na qualidade da terra) durante todo o ciclo de vida da tecnologia – extração e processamento do combustível, instalação, produção e descontinuação (decommissioning) (IRENA, 2015) das diferentes formas de geração.

Os avanços tecnológicos na área de geração de energia elétrica trazem melhoria na eficiência e, conseqüentemente, reduzem o impacto dos sistemas de geração na terra, propiciando uma maior capacidade de geração com um menor uso de terra (IRENA, 2015). Nesse contexto, os benefícios proporcionados pelas fontes renováveis poderão superar as fontes não-renováveis, dependendo da diversidade de energias renováveis utilizadas, sua localização e modo de implantação centralizado ou descentralizado (UNEP, 2016). Como exemplo, a implantação inovadora de energia renovável como telhas solares fotovoltaicas e integração solar e eólica com a agricultura, podem reduzir as pressões de uso da terra e, também, evitar distúrbios na paisagem causados por combustíveis fósseis e energia nuclear (LOVINS, 2011).

Ademais, enquanto o uso do combustível fóssil é limitado pela quantidade do recurso (incluindo o custo futuro e o orçamento de emissões de dióxido de carbono (CO₂)), a energia renovável é limitada, principalmente, pela alocação do uso da terra. Se as fontes renováveis de energia são manejadas de forma sustentável, é possível usar a mesma terra para gerar mais energia (e/ou colheita, no caso da biomassa). Por outro lado, as fontes não renováveis precisam de novas terras à medida que os recursos são esgotados (PARISH et al., 2013; TRAINOR et al., 2016).

Quantificação do Impacto dos Sistemas de Energia no Uso da Terra

Muitos estudos têm abordado os impactos na terra relacionados aos sistemas renováveis de energia. A tabela abaixo reúne os resultados de alguns desses estudos, mostrando a quantidade de terra em metros quadrados (m²) necessária para produzir um megawatt-hora (MWh), também chamada de eficiência do uso da terra em Trainor et al (2016).

Tabela 13 - Visão Geral Do Uso Da Terra Pelos Sistemas De Produção De Eletricidade.

| Uso da terra em m ² /MWh. | | | | | | |
|--------------------------------------|---------------------------------------|------------------|------------------|-----------------|-------------------|---------------------|
| Fonte primária de energia | | EUA ^a | EUA ^b | UE ^c | UNEP ^d | Típico ^e |
| Nuclear | | 0,1 | 0,1 | 1 | | 0,1 |
| Gás natural | | 1 | 0,3 | 0,1 | 0,2 | 0,2 |
| Carvão | Subterrâneo | 0,6 | 0,2 | 0,2 | | 0,2 |
| | Superficial | 8,2 | 0,2 | 0,4 | 15 | 5 |
| Renováveis | Vento | 1,3 | 1 | 0,7 | 0,3 | 1 |
| | Geotérmica | 5,1 | | 2,5 | 0,3 | 2,5 |
| | Hidrelétrica (grandes reservatórios) | 16,9 | 4,1 | 3,5 | 3,3 | 10 |
| | Solar fotovoltaico | 15 | 0,3 | 8,7 | 13 | 10 |
| | Solar – energia solar de concentração | 19,3 | | 7,8 | 14 | 15 |
| | Biomassa (de plantação) | 810 | 13 | 450 | | 500 |

Fonte: IRENA, 2017. a) Trainor et al (2016); b) Fthenakis e Kim (2009); c) Iinas (2017); d) UNEP (2016); e) Caso genérico.

Essa tabela mostra que, para o caso típico, a eficiência do uso da terra dos sistemas de energia varia de 0,1 a 500 m²/MWh. Além disso, é possível notar uma variação entre os sistemas de energia que usam a mesma fonte. Isto ocorre devido às condições do local (por exemplo, profundidade das camadas de carvão, espaçamento dos poços de gás e petróleo, altura da barragem, nível de irradiação solar, regime do vento) e às opções de uso de co-produtos, especialmente para biomassa.

Avaliação das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica

Hidroelétrica

A eficiência do uso da terra da hidroelétrica varia de país para país. De acordo com Scherer e Pfister (2016), a Itaipu (Brasil e Paraguai) tem uma eficiência igual a 12,6 m²/MWh, a Três Gargantas (China) tem 10,7 m²/MWh, a Churchill Falls (Canadá) tem 156,4 m²/MWh, a Manapouri (Nova Zelândia) tem 40,3 m²/MWh e a Davis Bor (Estados Unidos) tem 90 m²/MWh. As hidroelétricas são relevantes fontes renováveis de energia, apesar dos possíveis impactos no ecossistema tais como a perda de

biodiversidade (GRACEY; VERONES, 2016), prejuízo na qualidade da água, obstrução da migração dos peixes e emissão de gases de efeito estufa. Além disso, a construção dessas barragens acarretou o deslocamento de 100 milhões de pessoas no mundo. Esse reassentamento pode gerar rupturas sociais, especialmente se afetarem indígenas com estruturas sociais tradicionais, cuja vivência é raramente recuperada (SCHERER; PFISTER, 2016).

Energia Solar Fotovoltaica

O uso da terra de um sistema solar fotovoltaico depende fortemente do nível de irradiação solar. Assim, quanto maior o nível de irradiação solar, menor o uso da terra, por isso, o mesmo sistema pode precisar de 15 m²/MWh para altas latitudes, 10 m²/MWh para locais moderadamente ensolarados e 5 m²/MWh para locais próximos ao equador (LO PIANO; MAYUMI, 2017; MARTÍN-CHIVELET, 2016). Há várias maneiras de minimizar o impacto do uso da terra pelos sistemas solares fotovoltaicos, por exemplo, integração com edifícios (instalação no teto ou integrado no revestimento exterior do edifício), co-instalação com a agricultura (GOETZBERGER; ZASTROW, 1981), os chamados sistemas agrovoltaicos (DINESH; PEARCE, 2016) ou utilizando terras degradadas.

Energia Eólica

A pegada de terra das fazendas eólicas varia de acordo com as condições do vento, topografia e outros fatores e é da ordem de 1 m²/MWh. Portanto, assim como a energia solar fotovoltaica, a pegada de terra da geração eólica é pequena comparada à geração por recursos fósseis. Esses dados não envolvem turbinas individuais usadas para bombeamento de água ou fazendas de eletricidade não conectadas na rede ou casas rurais.

Os Combustíveis Fósseis

Apesar do Acordo Climático de Paris, as fontes de energia não renovável ainda possuirão uma parcela significativa no sistema global de energia até mesmo depois de 2050 (IEA, 2016). As principais fontes não renováveis de energia são carvão, gás natural e petróleo, dentre as quais o carvão é o mais poluente e a que possui maior necessidade do uso a terra (BERRILL, 2016). Um aspecto a considerar quando se compara as energias renováveis com não renováveis é que a energia acumulativa das fontes renováveis aumenta ao longo dos anos sem necessariamente aumentar a pegada de terra. Por sua vez, a exploração dos combustíveis fósseis dependerá da exploração de novas terras assim que os recursos forem esgotados.

Energia Nuclear

A necessidade do uso da terra das usinas nucleares é muito baixa, $0,1 \text{ m}^2/\text{MWh}$, como pode ser visto na Tabela 13. Contudo, o ciclo de vida dessa usina pode causar um grande impacto sobre a biodiversidade local. Nesse contexto, é importante salientar que a pegada de terra de usinas nucleares, geralmente, não inclui as áreas afetadas por um acidente nuclear e que a inclusão dessas terras dobraria a pegada de terra associada à energia nuclear.

Simulação Do Uso Da Terra

Terra Evitada

Com base nas taxas típicas de uso da terra (Tabela 13) e considerando a energia de geração evitada do gás natural, carvão e biomassa devido à inserção de GDFV, estimou-se a quantidade de terra que seria economizada de acordo com os diferentes níveis de inserção da GDFV.

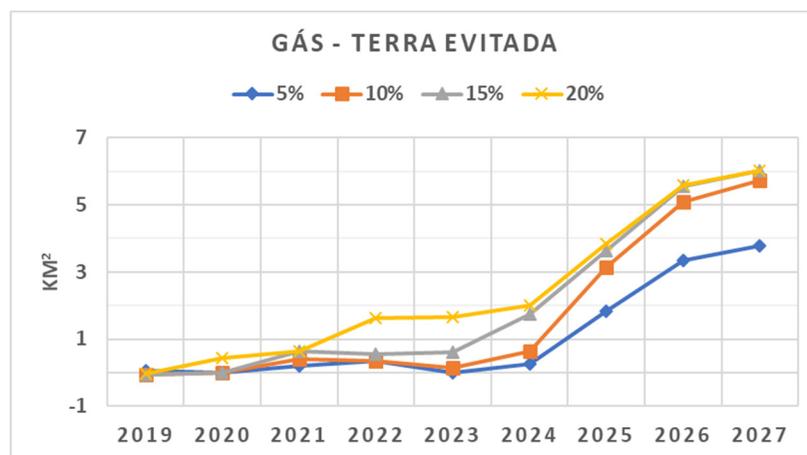


Figura 19 - Terra Evitada Pela Geração Elétrica A Partir Do Gás.

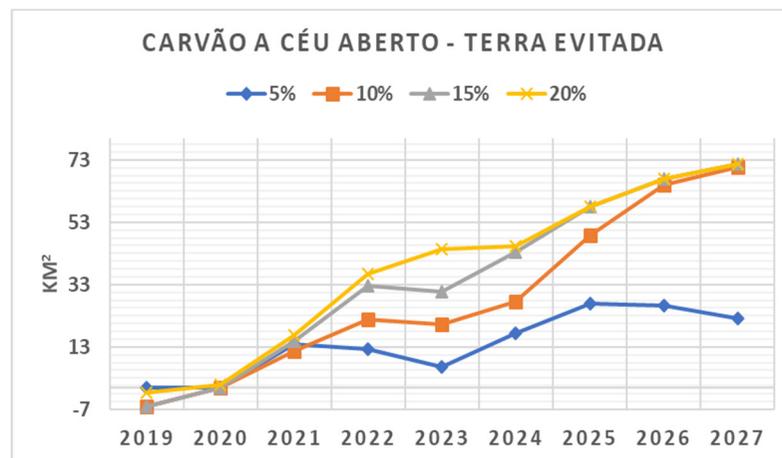


Figura 20 - Terra Evitada Pela Geração Elétrica A Partir Do Carvão.

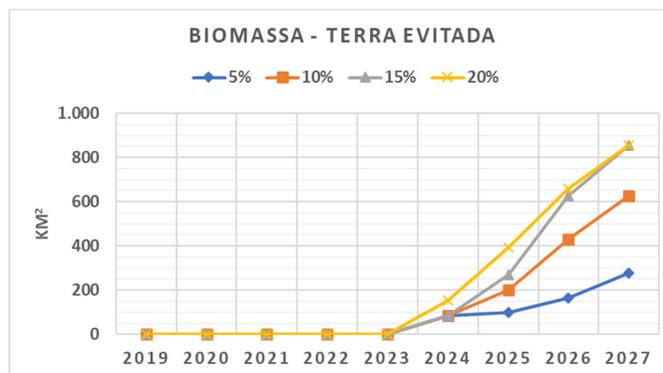


Figura 21 - Terra Evitada Pela Geração Elétrica A Partir Da Biomassa.

Considerando a quantidade total evitada de terra e o custo estimado da terra no Brasil como 3.026,96 U\$/hectare (FLEXOR & LEITE, 2017) e dólar igual a R\$4,00, calculou-se a economia em terra proporcionada pela inserção de GDFV conforme a Figura 22.

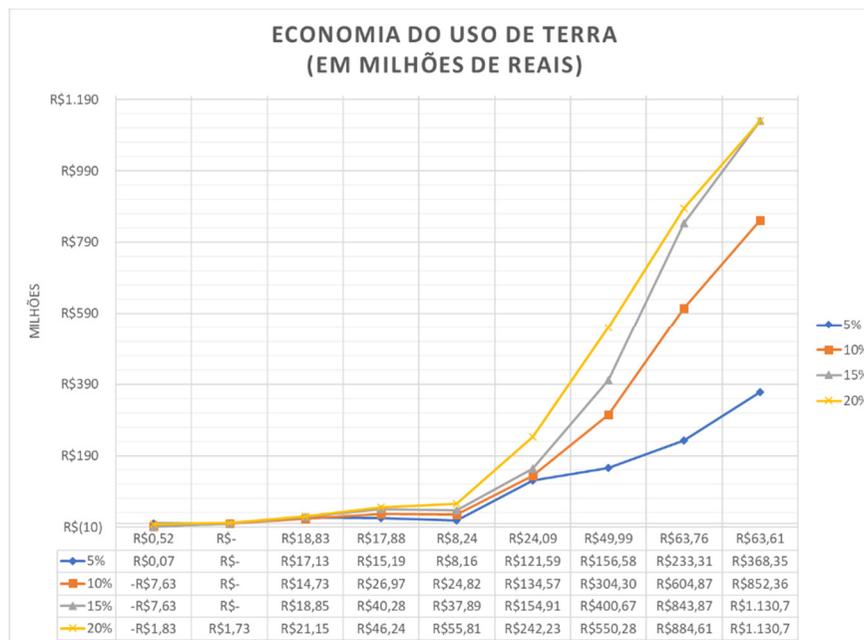


Figura 22 - Economia Do Uso De Terra.

A Tabela 15 apresenta o total acumulado de economia do uso da terra somando as quantidades evitadas de terra pelo deslocamento da geração de gás, carvão e biomassa.

Tabela 14 – Economia Do Uso De Terra (km²).

| Economia de Terra | |
|-------------------|------------------------------------|
| Inserção de GD | Total Acumulado (km ²) |
| 5% | 760,15 |
| 10% | 1.614,65 |
| 15% | 2.163,53 |
| 20% | 2.420,70 |

Tabela 15 - Economia Acumulada Em Terra.

| Economia com Terra (Milhões de Reais) | |
|---------------------------------------|-----------------|
| Inserção de GD | Total Acumulado |
| 5% | R\$ 920,38 |
| 10% | R\$ 1.954,99 |
| 15% | R\$ 2.619,56 |
| 20% | R\$ 2.930,95 |

Área Alagada Evitada

De acordo com o PDE 2027, está previsto a implantação de 13 UHEs na matriz elétrica, totalizando um aumento de 3.080 MW na potência instalada do parque hidrelétrico brasileiro. Também está prevista a expansão de 2.797 MW por meio das PCHs. O mesmo documento faz uma análise socioambiental dos impactos causados por essa expansão, elencando dentre outros valores a taxa de uso da terra por MW conforme apresentado na Tabela 16.

Tabela 16 - Uso Da Terra Da Hidrelétrica De Acordo Com O PDE 2027.

| Fonte | Uso da terra atual | Uso da terra previsto |
|-------|--------------------------|--------------------------|
| UHE | 0,44 km ² /MW | 0,51 km ² /MW |
| PCH | 0,14 km ² /MW | 0,17 km ² /MW |

Essas taxas foram utilizadas para calcular a quantidade de terra de alagamento evitada pela inserção de GDFV na matriz elétrica. Porém, primeiramente, foi necessário estabelecer uma equivalência entre a potência dos cenários de inserção de GDFV em função da demanda do PDE 2027 com a geração de energia por hidrelétrica, assim, também foram considerados nesse cálculo os Fatores de Capacidade da Tabela 17.

Tabela 17 - Fator de Capacidade.

| Fonte | Fator de Capacidade |
|--------------|---------------------|
| Fotovoltaico | 15,7% |
| UHE | 58,5% |
| PCH | 50,0% |

Os resultados obtidos para as atuais taxas de uso da terra pela UHE e PCH, respectivamente, são apresentados nas Figura 23 e Figura 24.

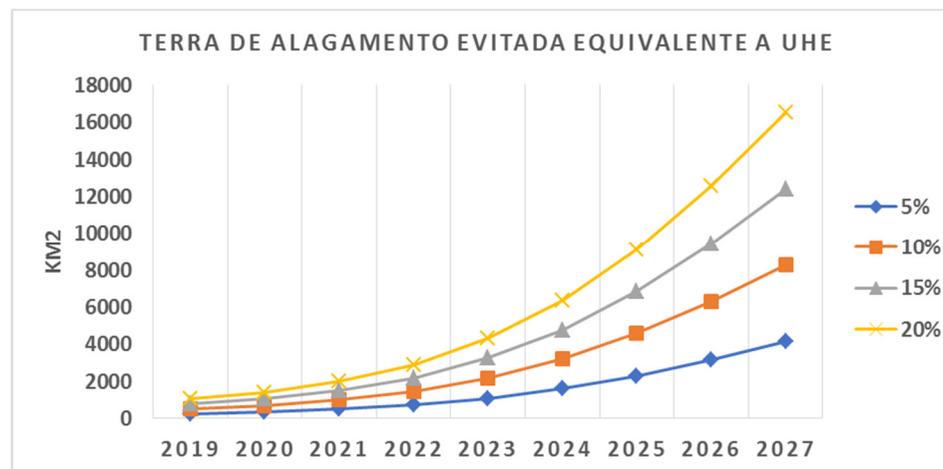


Figura 23 - Terra De Alagamento Evitada Equivalente A UHE (Taxa 0,44 km²/MW).

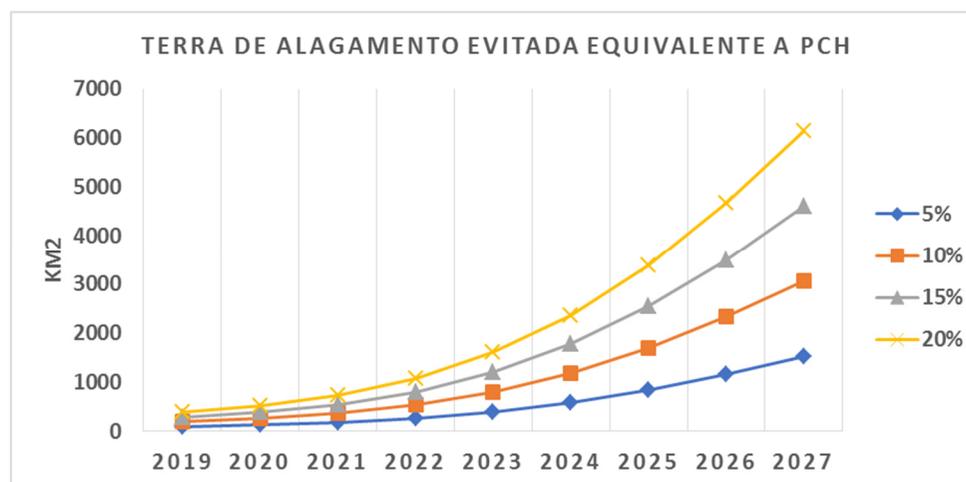


Figura 24 - Terra De Alagamento Evitada Equivalente A PCH (Taxa 0,14 km²/MW).

Considerando a taxa de uso da terra prevista pelo PDE 2027, a Figura 25 e a Figura 26 apresenta a quantidade de terra de alagamento evitada para UHE e PCH, respectivamente.

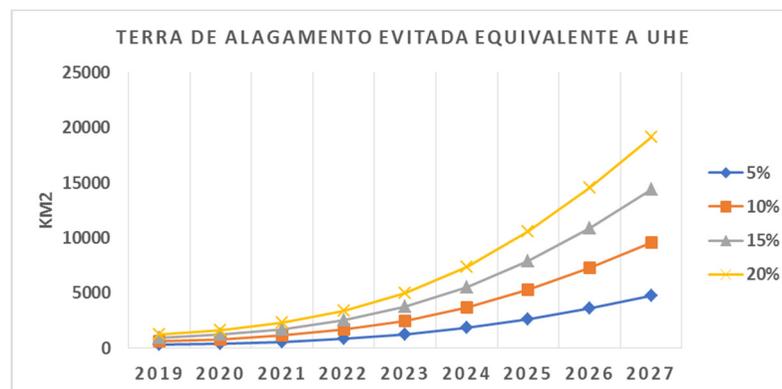


Figura 25 - Terra De Alagamento Evitada Equivalente A UHE (Taxa 0,51 km²/MW).

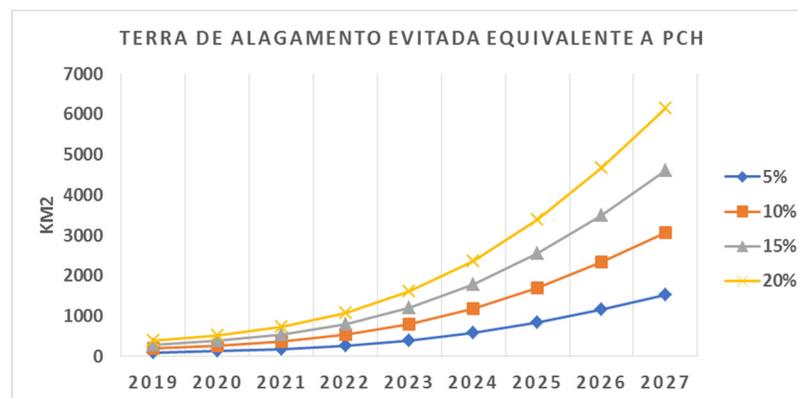


Figura 26 - Terra De Alagamento Evitada Equivalente A PCH (Taxa 0,17 km²/MW).

O Impacto Da Inserção De GDFV Na Qualidade Do Ar

Esta seção apresenta a relação entre o uso de fontes renováveis de energia e a qualidade do ar, bem como apresenta o benefício ambiental e para saúde proporcionado pela redução de emissão de gases poluentes em função da inserção de GDFV na matriz elétrica brasileira.

A Poluição Do Ar

A poluição do ar ocorre por atividades naturais e antropogênicas. Embora as fontes naturais contribuam, substancialmente, a atividade humana excede significativamente as causas naturais (WHO, 2018a).

As principais fontes de poluição do ar livre são:

- Combustão de combustível de veículos motorizados (por exemplo, carros e veículos pesados);
- Geração de calor e energia (por exemplo, usinas e caldeiras a óleo e carvão);
- Instalações industriais (por exemplo, fábricas, minas e refinarias de petróleo);
- Planejamento urbano deficiente (por exemplo, uso excessivo de veículos particulares);
- Locais de resíduos municipais e agrícolas e incineração/queima de resíduos;
- Cozinha, aquecimento e iluminação residenciais com combustíveis poluentes.

A poluição do ar pode ocasionar problemas adversos à saúde, devido à exposição a curto ou longo prazo. Os poluentes com maior evidência de efeito sobre a saúde humana são as partículas finas ou material particulado (particulate matter – PM), ozônio (O₃), dióxido de nitrogênio (NO₂) e dióxido de enxofre (SO₂). Segundo a Organização Mundial da Saúde (WHO, 2018b), a poluição do ar é responsável por 29% das mortes causadas pelo câncer de pulmão, 24% por acidente vascular cerebral, 25% por doenças do coração e 43% das doenças do pulmão.

A Relação Entre Energia E Poluição Do Ar

A poluição do ar é a quarta maior ameaça global à saúde humana. Segundo a *World Health Organization*, 9 em cada 10 pessoas respiram ar contendo elevados níveis de poluente, ou seja, a poluição do ar é uma das variáveis que mata cerca de 7 milhões de pessoas todo ano (WHO, 2018c). Como fonte predominante da poluição do ar, o setor energético deve estar na vanguarda da ação para melhorar a qualidade do ar no mundo. Nesse contexto, há uma variedade de políticas e tecnologias comprovadas para atingir esse fim. Por exemplo, os Estados Unidos, a União Europeia e o Japão adotaram regulamentos que os ajudaram a atingir uma grande queda nas emissões de alguns setores, embora ainda existam desafios (IEA, 2016).

O Impacto Das Energias Renováveis Nos Gastos Relacionados À Saúde

Os pesquisadores do MIT revelaram em estudo que as emissões totais de combustão respondem por aproximadamente 200 mil mortes prematuras por ano nos Estados Unidos, sendo que a geração de eletricidade contribui para 26%, ou seja, 52.000 dessas mortes (CAIAZZO, 2013). Algumas medidas podem ser tomadas na área de geração de energia para reduzir essas emissões como, por exemplo (WHO, 2018d):

- Aumentar o uso de combustíveis de baixa emissão e o uso de fontes renováveis livres de combustão tais como solar, eólica e hidrelétrica;
- Incentivar a cogeração de calor e energia;
- Incentivar a geração distribuída (como miniredes e geração solar fotovoltaica nos telhados).

Haja vista a influência das energias renováveis nos gastos públicos com saúde, o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) lançou um estudo em 2012 denominado *SunShot Vision Study*, que mensura os benefícios trazidos pela penetração de energia solar fotovoltaica nos Estados Unidos. De acordo com o estudo, se a energia solar fotovoltaica atender 14% da demanda de eletricidade do país até 2030 e 27% até 2050, haverá uma redução na emissão de poluentes do ar e no consumo de água para geração de energia, além de economia com gastos relacionados à saúde.

A energia solar fotovoltaica produz níveis muito menores de emissões de gases GEE e outros gases nocivos em seu ciclo de vida. Se o nível de penetração solar apresentado no *SunShot Vision Study* fosse atingido, haveria uma redução de 10% no valor acumulado de gases de efeito estufa do setor de energia elétrica entre 2015 e 2050,

resultando em uma economia de US\$238 a US\$252 bilhões para os Estados Unidos. Isto equivale a entre US\$ 0,020 e US\$ 0,022 por quilowatt-hora de energia elétrica produzida pela energia solar fotovoltaica (US\$/kWh solar). Do mesmo modo, as emissões acumuladas de partículas finas no setor de energia elétrica reduziriam cerca de 8%, o SO₂ (Dióxido de Enxofre) em 9% e, o NO_x (Óxidos de Nitrogênio) em 11% entre 2015 e 2050. Essas reduções implicariam em menos danos futuros na saúde e no ambiente, economizando US\$167 bilhões (ou US\$ 0,014/kWh solar) para o país, ao mesmo tempo prevenindo 25.000 a 59.000 mortes prematuras. Em suma, o estudo estimou um benefício de US\$ 0,035/kWh solar para a saúde ambiental, se o nível solar do *SunShot* fosse atingido (WISER, 2016).

Para fins de estimativa, considerou-se a taxa US\$ 0,035/kWh solar para calcular os benefícios da inserção de GDFV na matriz elétrica brasileira e dólar igual a R\$4,00. Vale salientar que a referida taxa inclui não somente a GDFV, mas outras formas de geração via energia solar fotovoltaica. A Figura 27 apresenta a economia em danos ambientais e de saúde pública proporcionada pela redução da emissão de gases poluentes.

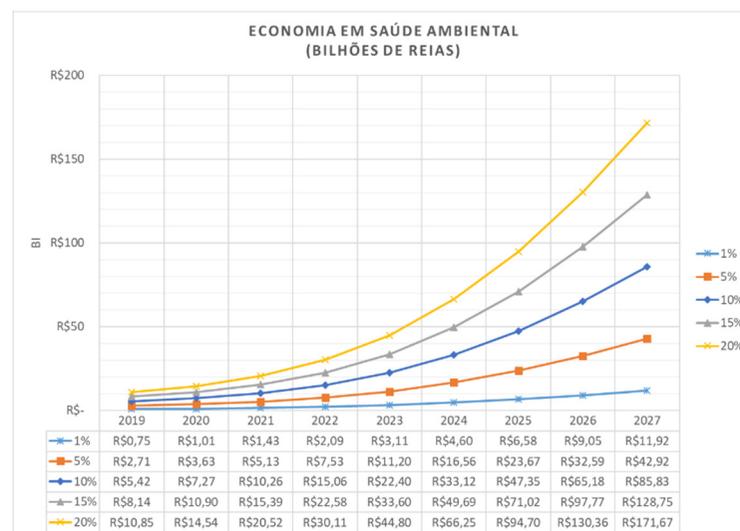


Figura 27 - Economia Em Saúde e Danos Ambientais.

A Tabela 18 apresenta o valor acumulado da economia propiciada pela redução na emissão de gases poluentes devido à energia evitada com a inserção de GDFV.

Tabela 18 - Economia em Saúde e Danos Ambientais (Bilhões de Reais).

| Economia com Saúde (Bilhões de Reais) | |
|---------------------------------------|-----------------|
| Inserção de GD | Total Acumulado |
| 1% | R\$ 40,55 |
| 5% | R\$ 145,95 |
| 10% | R\$ 291,90 |
| 15% | R\$ 437,85 |
| 20% | R\$ 583,80 |

Outros estudos têm reforçado o impacto positivo das energias renováveis na saúde, por exemplo, de acordo com um estudo financiado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (MILLSTEIN et al, 2017), as energias eólica e solar fotovoltaica ajudaram a evitar a morte prematura de até 12.700 pessoas em nove anos nos EUA. Ilustrando que além de limitar o aquecimento global, as energias renováveis trazem benefícios para a saúde, pois provocam a redução do uso de combustíveis fósseis. Esse estudo identificou declínios significativos nos principais poluentes atmosféricos entre 2007 e 2015. O dióxido de carbono caiu 20%, o dióxido de enxofre, surpreendentemente, 72%, o óxido de nitrogênio, 50%, e o material particulado (partículas finas) conhecido como PM_{2,5}, 46%.

A substituição de combustíveis fósseis por energia renovável foi responsável por parte desse avanço, mas tão importante foi à implementação de regulamentos mais rígidos sobre emissões. Por exemplo, as emissões de dióxido de enxofre caíram de nove milhões de toneladas em 2007 para 2,5 milhões de toneladas em 2015, depois que as usinas de carvão foram obrigadas a instalar equipamentos que filtram o gás para atender aos padrões de qualidade do ar.

O crescimento em energia solar fotovoltaica e eólica foi significativo, aumentou dez vezes, de cerca de 10 GW em 2007 para cerca de 100 GW em 2015. Além disso, os pesquisadores do Laboratório Nacional *Lawrence Berkeley*, na Califórnia, estimaram o benefício financeiro do aumento da geração de energia renovável. Esses benefícios, chamados de benefícios climáticos acumulados valeriam entre U\$5,3 bilhões e U\$106,8 bilhões nesse mesmo período. Tais benefícios incluem mudanças na produtividade agrícola, o uso da energia, perdas evitadas com desastres como enchentes, melhorias na saúde humana e serviços gerais de ecossistemas.

Outro estudo, publicado na Nature Climate Change (BUONOCORE, 2015), enfatizou que a substituição do carvão por fontes renováveis na geração de energia elétrica pode trazer significativos benefícios não somente para as mudanças climáticas, mas também para a saúde pública. Esse estudo revelou que após a instalação de diferentes fontes renováveis, tais como solar, eólica e juntamente com medidas de eficiência energética, diversas regiões dos Estados Unidos podem economizar anualmente de US\$5,7 milhões a US\$210 milhões com custos relacionados à saúde e ao clima. Ainda segundo esse estudo, o valor desses benefícios está relacionado, principalmente, com a quantidade de carvão que é substituída pelos projetos de energia renovável e a quantidade de pessoas que habitam nas proximidades das plantas térmicas (BUONOCOR, 2015).

Por fim, o trabalho intitulado “*Potential Air Quality Benefits From Increased Solar Photovoltaic Electricity Generation In The Eastern United States*” também reforça o potencial das energias renováveis para a qualidade do ar. Esse estudo avaliou o quanto seria a redução de partículas finas e emissões precursoras, se a geração solar fotovoltaica fosse responsável por 17% da geração de eletricidades no leste dos Estados Unidos. Eles estimaram uma redução média de 20% para o NO_x, 15% para o SO₂ e 4,7% para o PM_{2,5}. Também foi estimada que a redução na emissão de PM_{2,5} evitaria cerca de 1.424 mortes prematuras ou uma economia na saúde aproximadamente igual a US\$13,1 bilhões (ABEL, 2018).

Emissões Dos Setores De Energia Elétrica No Brasil

Em 2016, o setor de energia foi responsável por 19% do total anual de emissões no Brasil, o que equivale a 423,5 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e). Nessa categoria são contabilizadas as emissões de gases de efeito estufa relacionadas à produção e ao consumo de energia, conversão de fontes primárias em fontes secundárias (refinarias de petróleo, unidades produtoras de biocombustíveis, centrais de geração de energia elétrica etc.) e no uso final de energia em aplicações móveis ou estacionárias (SEEG, 2018).

No contexto global, a geração de eletricidade é a atividade que mais emite gases no setor de energia. Porém, no Brasil essa situação é diferente devido à constituição da matriz elétrica, baseada em fontes renováveis, principalmente, hidrelétricas. As hidrelétricas produziram 93% da eletricidade do país em 1990 e 66% em 2016. Essa mudança ocorreu pelo aumento da geração de fontes renováveis não-hídricas, que ganharam competitividade nos últimos anos.

As condições climáticas e hidrológicas desfavoráveis dos últimos anos comprometeram a capacidade de geração dessas usinas. Assim, para suprir a demanda de energia, foi necessário o despacho das termelétricas movidas a combustíveis fósseis, contribuindo para o aumento da emissão de gases de efeito estufa e demais poluentes associada à geração de eletricidade, principalmente entre 2011 e 2014.

Já entre 2015 e 2016 houve uma queda na emissão de GEE devido, principalmente, à redução da demanda de energia causada pela crise econômica e a diminuição do despacho térmico (de 204,9 TWh em 2014, para 164,4 TWh em 2016), em decorrência da recuperação das condições hidrológicas e da entrada de fontes renováveis. Portanto, nota-se que a crise econômica influenciou significativamente as emissões de 2015 a 2016, porque reduziu a demanda por energia elétrica (SEEG, 2018).

Em suma, o perfil da demanda de eletricidade, os níveis de armazenamento dos reservatórios e o aumento da competitividade de fontes renováveis não-hídricas são fatores influentes na intensidade da emissão. A energia eólica cresceu aproximadamente 4000% entre 2007 e 2016, a energia solar fotovoltaica (modalidade centralizada) tem apresentado decréscimo de preços (R\$/MWh) nos leilões de energia, tornando-se mais competitiva e viável e, a geração distribuída solar fotovoltaica acompanha esse desenvolvimento.

Segundo o SEEG (2018), a continuidade desse crescimento atrelado às ações do governo para promover a eficiência energética do setor elétrico (previsto nas metas da NDC brasileira) ou políticas que incentivam o uso de renováveis, como a valoração dos atributos ambientais, prevista como parte do aprimoramento do marco legal do setor, contribuem para um cenário de menos emissão de GEEs e poluentes associadas à geração de energia elétrica.

Simulação Dos Gases Evitados

O relatório da *National Renewable Energy Laboratory* (2002) apresenta a taxa de emissão dos principais poluentes do ar para o gás e carvão de ciclo combinado. Com base nesses valores e na energia evitada calculada, foram elaborados os gráficos a seguir.

Tabela 19 - Emissão De Poluentes Por Fonte De Geração.

| Tipo da planta | NO _x (g/MWh) | SO ₂ (g/MWh) |
|----------------|-------------------------|-------------------------|
| Carvão | 689,46 | 734,82 |
| Gás | 95,25 | 4,53 |

Fonte. NREL, 2002.

Por outro lado, para calcular as partículas finas evitadas por energia de geração (gás e carvão), considerou-se dados do *World Energy Outlook* (2018), com os quais foram calculados a taxa de emissão de PM_{2,5} do setor de geração de energia (72,24 g/MWh).

Emissão de SO₂ evitada

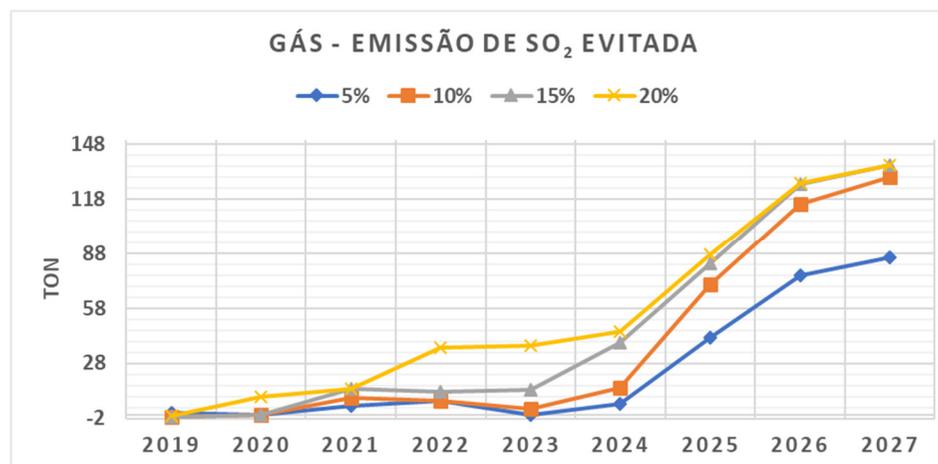


Figura 28 - Emissão De SO₂ Evitada Pela Geração Elétrica A Partir Do Gás.

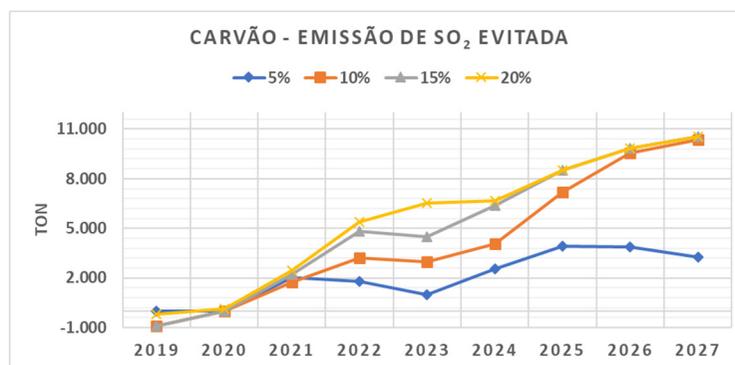


Figura 29 - Emissão De SO₂ Evitada Pela Geração Elétrica A Partir Do Carvão.

Emissão de NO_x evitada

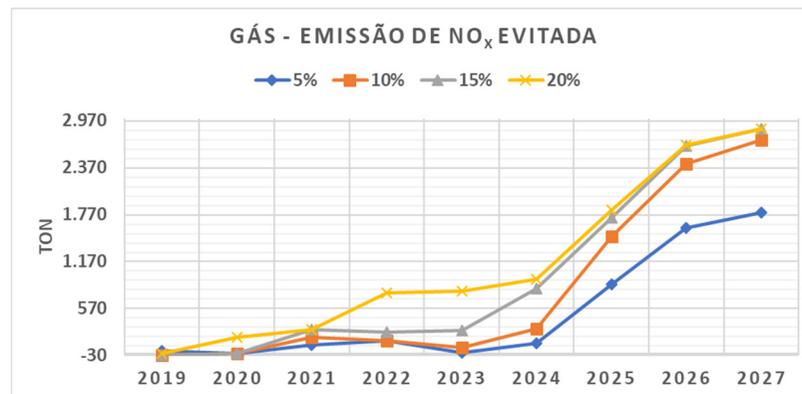


Figura 30 - Emissão De NO_x Evitada Pela Geração Elétrica A Partir Do Gás.

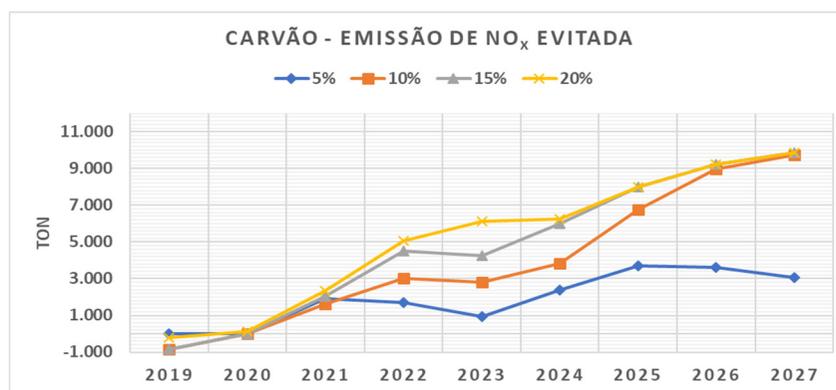


Figura 31 - Emissão De NO_x Evitada Pela Geração Elétrica A Partir Do Carvão.

Emissão de MP_{2,5} evitada

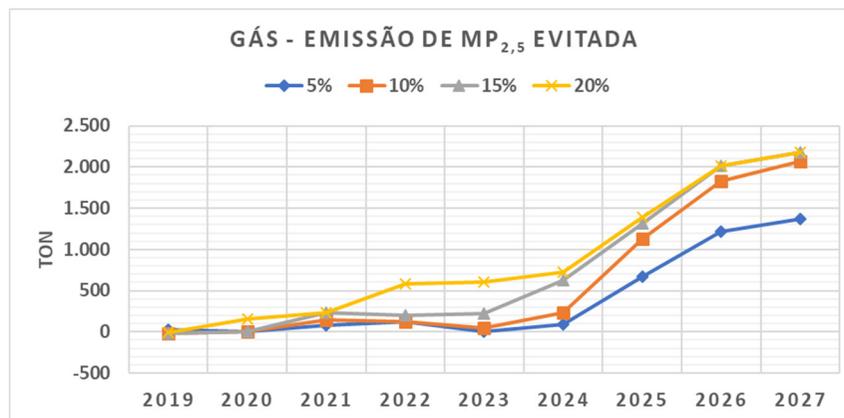


Figura 32 - Emissão De MP_{2,5} Evitada Pela Geração Elétrica A Partir Do Gás.

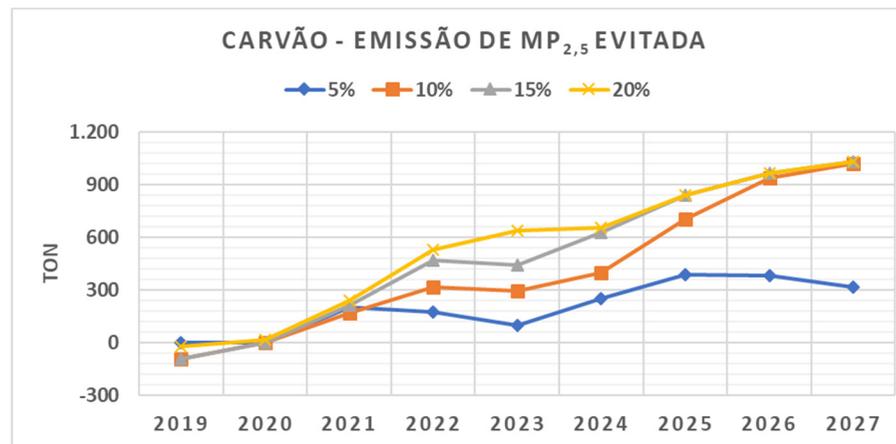


Figura 33 - Emissão De MP_{2,5} Evitada Pela Geração Elétrica A Partir Do Carvão.

Emissão de GEE por fonte

A queima de combustíveis para geração de energia elétrica representa a emissão massiva de elementos causadores do efeito estufa (principalmente CO_2 , CH_4 e N_2O), combustíveis como carvão e óleo produzem até quarenta vezes mais GEE do que usinas a partir de fontes renováveis (cálculo por ciclo de vida), conforme a Figura 34.

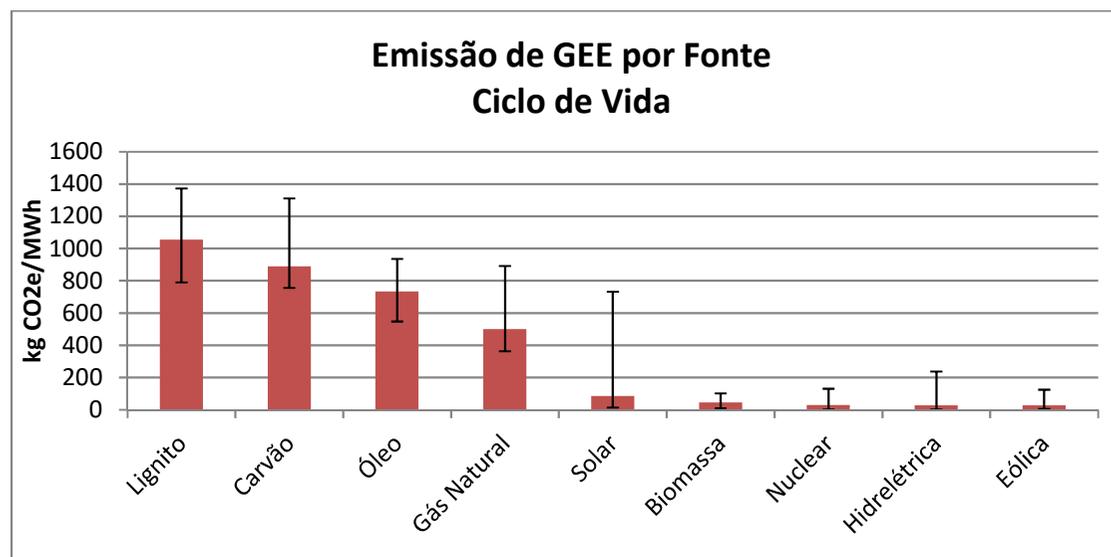


Figura 34 - Emissão De GEE Por Fonte. Fonte: WNA (2011) Adaptado.

A quantidade de emissão de GEE por ciclo de vida de um equipamento é um cálculo que compreende toda a vida do equipamento, desde a produção da matéria-prima, transporte, montagem, instalação, operação e manutenção até descarte. Desta forma, este cálculo possui alta complexidade atrelada de modo que não é aconselhável utilizar seus dados levemente entre estudos de diferentes regiões. Por outro lado, a EPE utiliza dados sem considerar a vida inteira do equipamento gerador, simplificando apenas para o consumo de matéria-prima por MWh, conforme a Figura 35.

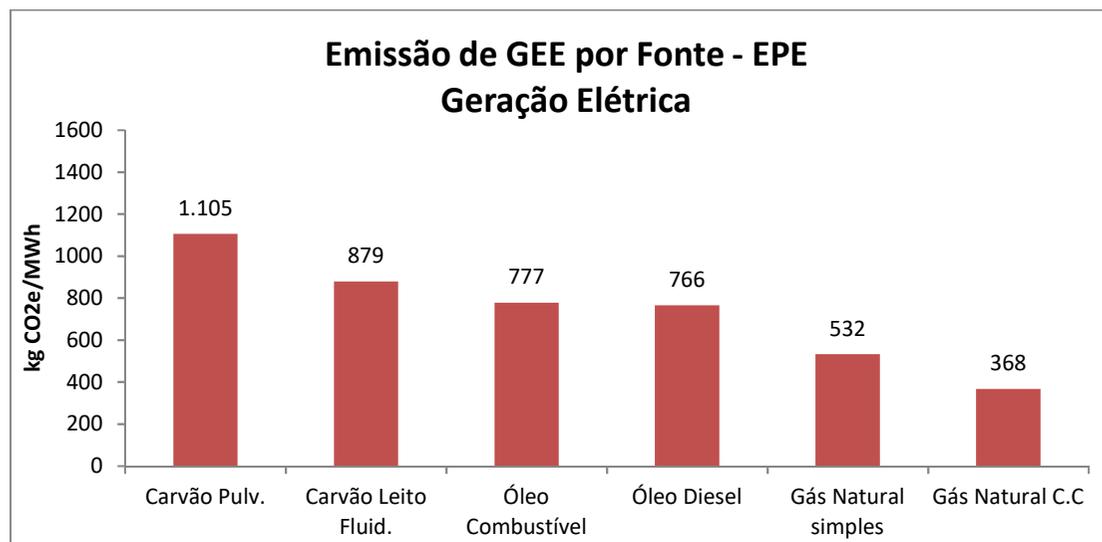


Figura 35 – Emissão De GEE Por Fonte – EPE (Geração Elétrica). Fonte: EPE.

Nota-se que não há geração de GEE de fontes consideradas renováveis, como hidroelétrica, eólica, solar fotovoltaica e biomassa. A ausência da fonte nuclear se deve ao fato que os resíduos nucleares não serem considerados como uma emissão de GEE, mesmo sendo resíduos muito prejudiciais ao meio ambiente e custosos para o tratamento adequado.

Como demonstrado na

Tabela 20, a EPE separa as fontes conforme o tipo de combustível, mas, além disso, também separa por subtipo de combustível/máquina. Essa separação, apesar de correta, implica em dificuldades de análise, já que essas características não são abertas ao mercado. Assim, será utilizado neste estudo apenas um dado por tipo de combustível.

Tabela 20 – Emissão De CO₂e Por Fonte.

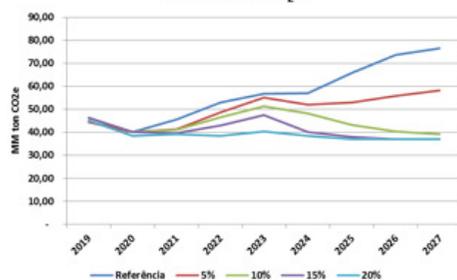
| Emissão de CO ₂ e por fonte | |
|--|--------------------------|
| Combustível | kg CO ₂ e/MWh |
| Carvão | 888 |
| Óleo Diesel | 770 |
| Gás Natural | 499 |

Fonte: PDE 2017 (EPE, 2018) adaptado.

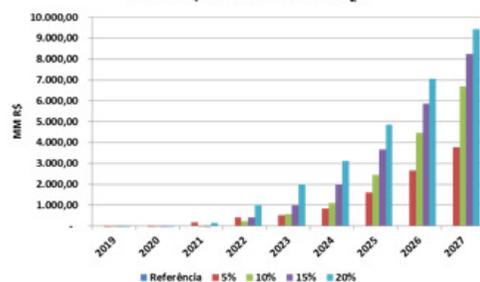
REDUÇÃO DE CO₂



Emissão de CO₂e



Receita pela Venda de CO₂e



Emissão CO₂e (Milhões de Ton CO₂e)

| Caso | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Referência | 44,64 | 40,21 | 45,54 | 52,96 | 56,92 | 57,16 | 65,90 | 73,83 | 76,49 |
| 5% | 44,45 | 40,21 | 41,44 | 48,84 | 55,23 | 52,07 | 53,11 | 55,98 | 58,20 |
| 10% | 46,36 | 40,21 | 41,23 | 46,48 | 51,47 | 48,27 | 43,30 | 40,50 | 39,31 |
| 15% | 46,36 | 40,21 | 39,74 | 43,14 | 47,43 | 40,28 | 38,09 | 37,06 | 37,02 |
| 20% | 45,08 | 38,51 | 39,26 | 38,53 | 40,45 | 38,52 | 37,15 | 37,02 | 37,02 |

Receita por Venda de CO₂e (Milhões de R\$)

| Caso | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|------------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Referência | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5% | 12 | 12 | 258 | 505 | 607 | 912 | 1.680 | 2.751 | 3.848 |
| 10% | -103 | -103 | 155 | 544 | 872 | 1.405 | 2.761 | 4.761 | 6.992 |
| 15% | -103 | -103 | 245 | 834 | 1.404 | 2.416 | 4.085 | 6.291 | 8.660 |
| 20% | -26 | 76 | 453 | 1.319 | 2.307 | 3.426 | 5.150 | 7.359 | 9.728 |

Complementarmente aos benefícios da GDFV em relação às emissões dos Gases de Efeitos Estufa (GEE) que foram quantificados e apresentados acima, a Tabela 21 apresenta a economia total proveniente da redução de uso da terra e da água, a economia com gastos em saúde devido à poluição do ar e redução de custos de remediação de danos ao meio ambiente, para os cenários de inserção da GDFV.

Tabela 21 - Economia em Uso da Terra, Água, Saúde e Danos Ambientais (Bilhões de Reais)

| Economia Total (Bilhões de Reais) | |
|-----------------------------------|-----------------|
| Inserção de GDFV | Total Acumulado |
| 5% | 230,94 |
| 10% | 471,74 |
| 15% | 673,68 |
| 20% | 841,38 |

Referências

ATRIBUTOS ELÉTRICOS

- [1] Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE - Aprimoramento do marco legal do setor elétrico – Consulta Pública MME nº 33/2017.
- ANEEL. Nota Técnica no 453/2013 – SRE/SRD. 14 de outubro de 2013.
- ANEEL. Nota Técnica no057/2014-SRD. “Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST”.
- Dugan. R.C.; McDermott. T. E. “An Open Source Platform for Collaborating on Smart Grid Research”. IEEE PES General Meeting. Detroit. Julho, 2011.
- <http://www.aneel.gov.br/prodist>

- <http://www.cresesb.cepel.br/>
- Catálogo Módulo fotovoltaico – NHSSolarCanadian
- ANEEL, 2018. NT ANEEL 277/2018. Disponível em: <https://www.encurtador.com.br/kaERT>
- ANEEL, 2018. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL. Disponível em: <http://twixar.me/5BhK>
- ANEEL, 2015. Disponível em: www.aneel.gov.br/tarifa-branca

ATRIBUTOS SOCIOECONÔMICOS

- CONFAZ, 2015. Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15
- Planalto, 2015. Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm
- MDIC, 2018. Ministério da Economia Indústria, Comércio Exterior E Serviços – “Energia Solar Fotovoltaica”. Disponível em: <http://www.mdic.gov.br/index.php/competitividade-industrial/sustentabilidade/energia-renovavel>
- Governo Brasileiro, 2015. Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm
- ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica). Dados extraídos de tabela publicada no site da ABRADDEE, setembro/2018.
- EDP, Tabela de Cálculo PIS/PASEP COFINS. Disponível em: <http://www.edp.com.br/distribuicao-sp/saiba-mais/informativos/tabela-de-calculo-pispasep-cofins>
- Receita Federal, Simulador do Tratamento Tributário e Administrativo das Importações da Receita Federal.

- ABINEE, 2012. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>
- Silva, 2015: Silva, SILVA, Guilherme Trindade Martins Moreira. Dimensionamento e Análise de Viabilidade Econômica de Usina Fotovoltaica em Nova Iguaçu – RJ. 2015. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10015187.pdf>
- Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Disponível em: <https://www.encurtador.com.br/ksuAR>
- EPE, 2018. Estudos para Expansão da Geração - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro. Disponível em: www.encurtador.com.br/rvENS
- NREL, 2017. Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance: 2nd Edition. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67553.pdf>
- Sebrae (2017) na Cartilha de “Cadeia de Valor da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil”. Disponível em: <http://m.sebrae.com.br/Sebrae/Portal%20Sebrae/Anexos/estudo%20energia%20fotovolt%C3%A1ica%20-%20baixa.pdf>
- IBPT, 2018. “Estudo sobre os dias trabalhados para pagar tributos – 2018”. Disponível em: https://d335luupugsy2.cloudfront.net/cms/files/21658/1528117190Estudo_dias_trabalhados.pdf
- EPE, Plano Decenal de Energia 2027. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>
- ANEEL - Revisões Tarifárias da ANEEL
- ANEEL - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída (2018)
- ANEEL NT 0062/2018
- ANEEL RN 482/2012

- ANEEL – Geração Distribuída. Acessado em 29/03/2019 às 12h00. Disponível em:
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NmM0OWYtN2IwZS00YjVlTlIiMjltN2E5MzBkN2ZlMzVklwiidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>
- Grupo de Trabalho Solar Fotovoltaico do Ministério do Desenvolvimento Indústria E Comércio Exterior (MDCI). Relatório Final (MDCI, 2018) Disponível em:
<http://www.mdic.gov.br/images/REPOSITORIO/sdci/2018-Relatorio-GTFotovoltaico-Camex.pdf>
- EPE, 2018. Programa de Expansão da Transmissão (PET/PELP). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/programa-de-expansao-da-transmissao-plano-de-expansao-de-longo-prazo-pet-pelp>

ATRIBUTOS AMBIENTAIS

- ANA – Agência Nacional de Águas, 2018. Conjuntura Brasil Recursos Hídricos. Disponível em:
<<http://arquivos.ana.gov.br/portal/publicacao/Conjuntura2018.pdf>>
- ANA, 2019. “ODS 6 no Brasil: Visão da ANA sobre os indicadores”. Disponível em:
<<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNmRkN2JjMzctMzU2Mi00ODBmLTk3NDgtODFmMWQ4OWViOGUwliwidCI6ImUwYmI0MDEyLTgxMGItNDY5YS04YjRkLTY2N2ZjZDFiYWY4OCJ9>>
- ANA, 2019. Disponível em: <<http://www3.ana.gov.br/portal/ANA/acesso-a-informacao/institucional/publicacoes/ods6/ods6.pdf>>
- ABEL, David et al., 2018. “Potential air quality benefits from increased solar photovoltaic electricity generation in the Eastern United States. Atmospheric Environment”. Vol. 175, p. 65-74. 2018 Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2017.11.049>>

- BUONOCORE, Jonathan J. et al., 2015. Health and climate benefits of different energy-efficiency and renewable energy choices. Nature Climate Change volume 6, p. 100–105. 2015 Nature Publishing Group. Disponível em: < <https://doi.org/10.1038/nclimate2771> >
- CAIAZZO, Fabio et al., 2013. “Air pollution and early deaths in the United States. Part I: Quantifying the impact of major sectors in 2005”. Disponível em: < <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2013.05.081>>
- CDP (Carbon Disclosure Project), 2013. “Global Water Report 2013 - Moving Beyond Business as Usual: A Need for a Step Change in Water Risk Management”. Disponível em: < www.cdp.net/CDPResults/CDP-Global-Water-Report-2013.pdf>
- FLEXOR, Georges; LEITE, Sérgio P., 2017. “Land Market and Land Grabbing in Brazil during the Commodity Boom of the 2000s”. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/s0102-8529.2017390200010>>
- Fthenakis, Vasilis e Kim, Hyung, 2009. “Land use and electricity generation: A life-cycle analysis”. Renewable and Sustainable Energy Reviews 13 (6-7): 1465-1474.
- HOFF, H., 2011. Understanding the Nexus. Hoff, H. (2011). Understanding the Nexus. Background Paper for the Bonn2011 Conference: The Water, Energy and Food Security Nexus. Stockholm Environment Institute, Stockholm.
- International Energy Agency - IEA, 2012. “World Energy Outlook 2012”, OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development), Paris. Disponível em: <www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/>
- IEA, 2016. “Energy and Air Pollution”. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WorldEnergyOutlookSpecialReport2016EnergyandAirPollution.pdf>>.
- IEA, 2018. “World Energy Outlook 2018”. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018>>
- IEMA - Instituto de Energia e Meio Ambiente (2018). A termeletricidade no novo contexto do setor elétrico: a importância da avaliação de impactos ambientais.

- IEMA/SEEG. Relatório analítico – emissões do setor de energia e processos industriais. São Paulo: Observatório do Clima, 2017. Disponível em: <http://seeg.eco.br/wp-content/uploads/2017/09/Relatorios-Seeg-2017-Energia-final.pdf>.
- IRENA (International Renewable Energy Agency), 2015. “Renewable Energy in the Water, Energy and Food Nexus”. Disponível em: < https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_water_energy_food_nexus_2015.pdf>
- IRENA (International Renewable Energy Agency), 2017. “Energy and Land Use”. Disponível em: < <https://knowledge.unccd.int/sites/default/files/2018-06/2.%20Fritsche%2Bet%2Bal%2B%282017%29%2BEnergy%2Band%2BLand%2BUse%2B-%2BGLO%2Bp> • LAVELLE, M. e GROSE T., 2013. “Water Demand for Energy to Double by 2035” Disponível em: <<http://news.nationalgeographic.com/news/energy/2013/01/130130-water-demand-for-energy-to-double-by-2035/.aper-corr.pdf>>
- Lovins, Amory, 2011. “Renewable energy’s ‘footprint’ myth”. The Electricity Journal 24 (6): 40-47.
- Macknick, J., et al., 2012, “Operational Water Consumption and Withdrawal”
- Meldrum, J., et al., 2013. “Life Cycle Water Use for Electricity Generation: a Review and Harmonization of Literature Estimates”. Disponível em: <http://iopscience.iop.org/1748-9326/8/1/015031/pdf/1748-9326_8_1_015031.pdf>
- Mielke, E., L.D. et al., 2011. “Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing and Conversion”. Disponível em: <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/ETIP-DP-2010-15-final-4.pdf>
- Nota Técnica EPE 026/2018. Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2027.
- NREL - National Renewable Energy Laboratory (2002). Fuel from the sky: solar power’s potential for Western Energy Supply. Arnold Leitner, 2002.
- SNIS – Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento, 2017. Disponível em: <<http://app4.cidades.gov.br/serieHistorica/#>>

- Parish, Esther et al., 2013. “A multi-scale comparison of environmental effects from gasoline and ethanol production”. Environmental Management 51 (2): 307-338.
- MILLSTEIN, Dev et al. 2017. “The climate and air-quality benefits of wind and solar power in the United States”. Nature Energy: vol. 2. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/nenergy2017134>>
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for 21st Century) (2014), “Renewables 2014: Global Status Report”. Disponível em: <www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014_full%20report_low%20res.pdf>
- Schneider, K., 2011. “Choke Point: China – Confronting Water Scarcity and Energy Demand in the World’s Largest Country”.
- SCHERER, Laura; PFISTER, Stephan (2016) “Global water footprint assessment of hydropower”. Renewable Energy 99: 711-720.
- GRACEY, E. ; VERONES, F. (2016) “Impacts from hydropower production on biodiversity in an LCA framework - review and recommendations”. International Journal of Life Cycle Assessment 21 (3): 412-428.
- LO PIANO, Samuel E; MAYUMI, Kozo (2017) “Toward an integrated assessment of the performance of photovoltaic power stations for electricity generation”. Applied Energy (186) Part 2: 167–174.
- MARTÍN-CHIVELET, Nuria (2016) “Photovoltaic potential and land-use estimation methodology”. Energy 94: 233-242.
- GOETZBERGER, A. and Zastrow, A. (1981) On the coexistence of solar-energy conversion and plant cultivation”. International Journal of Solar Energy 1: 55-69. http://www.agrophotovoltaik.de/documents/14/A._Goetzberger_A._Zastrow_On_the_Coexistence_1982.pdf
- DINESH, Harshavardhan; PEARCE, Joshua (2016) “The potential of agrivoltaic systems”. Renewable and Sustainable Energy Reviews 54: 299-308.
- RAVI, Sujith et al. (2016) “Colocation opportunities for large solar infrastructures and agriculture in drylands”. Applied Energy 165: 383-392.

- BERRILL, Peter et al. (2016) “Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for Europe”. Environmental Research Letters 11: 014012.
- SEEG, 2018. Emissões dos Setores de Energia, Processos Industriais e Uso de Produtos.
- SNIS – Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Diagnóstico dos Serviços Serviços de Água e Esgotos, 2016.
- Smil. Vaclav, 2008. Energy in Nature and Society: General Energetics of Complex Systems. Cambridge, MA: MIT Press.
- TRAINOR, Anne M.; MCDONALD, Robert I.; FARGIONE, Joseph. Energy Sprawl Is The Largest Driver of Land Use Change in United States. 2016
- UN Water (2014), “World Water Day 2014: Water and Energy”, UN Water, New York.
- UNEP (2016) The Emissions Gap Report 2016: A UNEP synthesis report. Nairobi: United Nations Environment Programme. Disponível em: http://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/10016/emission_gap_report_2016.pdf
- WHO – World Health Organization, 2018a. Disponível em: <<https://www.who.int/airpollution/ambient/pollutants/en/>>
- WHO, 2018b. Disponível em: <<https://www.who.int/airpollution/ambient/health-impacts/en/>>
- WHO, 2018c. Disponível em: <<https://www.who.int/news-room/detail/02-05-2018-9-out-of-10-people-worldwide-breathe-polluted-air-but-more-countries-are-taking-action>>
- WHO, 2018d. Disponível em: <[https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/ambient-\(outdoor\)-air-quality-and-health](https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/ambient-(outdoor)-air-quality-and-health)>
- WISER, Ryan et al., 2016. “The Environmental and Public Health Benefits of Achieving High Penetrations of Solar Energy in the United States”. Lawrence Berkeley National Laboratory. National Renewable Energy Laborator. Maio, 2016.
- WORLD BANK (2013), “Thirsty Energy: Securing Energy in a Water-Constrained World”, World Bank, Washington, D.C.

Anexo II - Perdas Elétricas

O processo de transporte de energia elétrica através de redes de fios e transformadores apresenta perdas ôhmicas devido às correntes que atravessam os circuitos. As perdas são proporcionais à resistência dos circuitos e ao quadrado da corrente. As perdas existem tanto na rede de transmissão como na rede de distribuição. Como são proporcionais ao quadrado da corrente, elas são altamente sensíveis ao fluxo de potência no circuito. Se um circuito está muito carregado, as perdas são bem maiores comparadas aos circuitos menos carregados.

Estas perdas podem ser calculadas através de programas computacionais de fluxo de potência muito utilizados pelas empresas e órgãos responsáveis pela operação e pelo planejamento de sistemas elétricos. No caso brasileiro, o programa ANAREDE desenvolvido pelo CEPEL pode ser utilizado para o cálculo das perdas do sistema de transmissão e de subtransmissão que englobam as tensões de 69 kV até 750 kV. O primeiro representa a rede de transmissão conhecida como rede básica (RB) e o segundo representa a parte de alta tensão (AT) da rede de distribuição.

Para o sistema de média tensão (34,5 a 13,8 kV) e baixa tensão (inferior a 380 V) das distribuidoras, utiliza-se outro programa pois existem características que exigem um outro tipo de representação dos circuitos. O programa oficial da ANEEL para estas redes é o OpenDSS e recentemente as distribuidoras foram obrigadas a incorporar nos seus Banco de Dados Georeferenciados da Distribuição (BDGD) os dados em formato OpenDSS. Esta necessidade foi imposta pela ANEEL no último ciclo de revisão tarifária para que ela pudesse calcular as perdas técnicas nas redes de MT e BT. Com o valor das perdas técnicas calculado pelo programa OpenDss é possível calcular o custo das perdas através do preço de aquisição de energia. Este custo é repassado diretamente para a tarifa. Na AP 001/2019, a ANEEL utilizou o CME como preço de aquisição.

Para entender o comportamento das perdas técnicas foram simulados utilizando os alimentadores apresentados nas figuras abaixo casos com penetração de 1 e 5 % de GDFV. Foram consideradas 4 hipóteses para a instalação das placas solares no intuito de perfazer o total de penetração:

- Hipótese 1: Inserção de GDFV apenas em consumidores residenciais, sendo do consumidor de maior consumo para o de menor consumo;
- Hipótese 2: Inserção de GDFV apenas em consumidores residenciais, sendo do consumidor de menor consumo para o de maior consumo;
- Hipótese 3: Inserção de GDFV apenas em consumidores MT, sendo do consumidor de maior consumo para o de menor consumo;



- Hipótese 4: Inserção de GDFV apenas em consumidores residências sendo, 50% do consumidor de maior para o menor e 50% do menor para o maior.

A Figura 36 a seguir ilustra a nova curva de carga e as variações de perdas obtidas para cada alimentador.

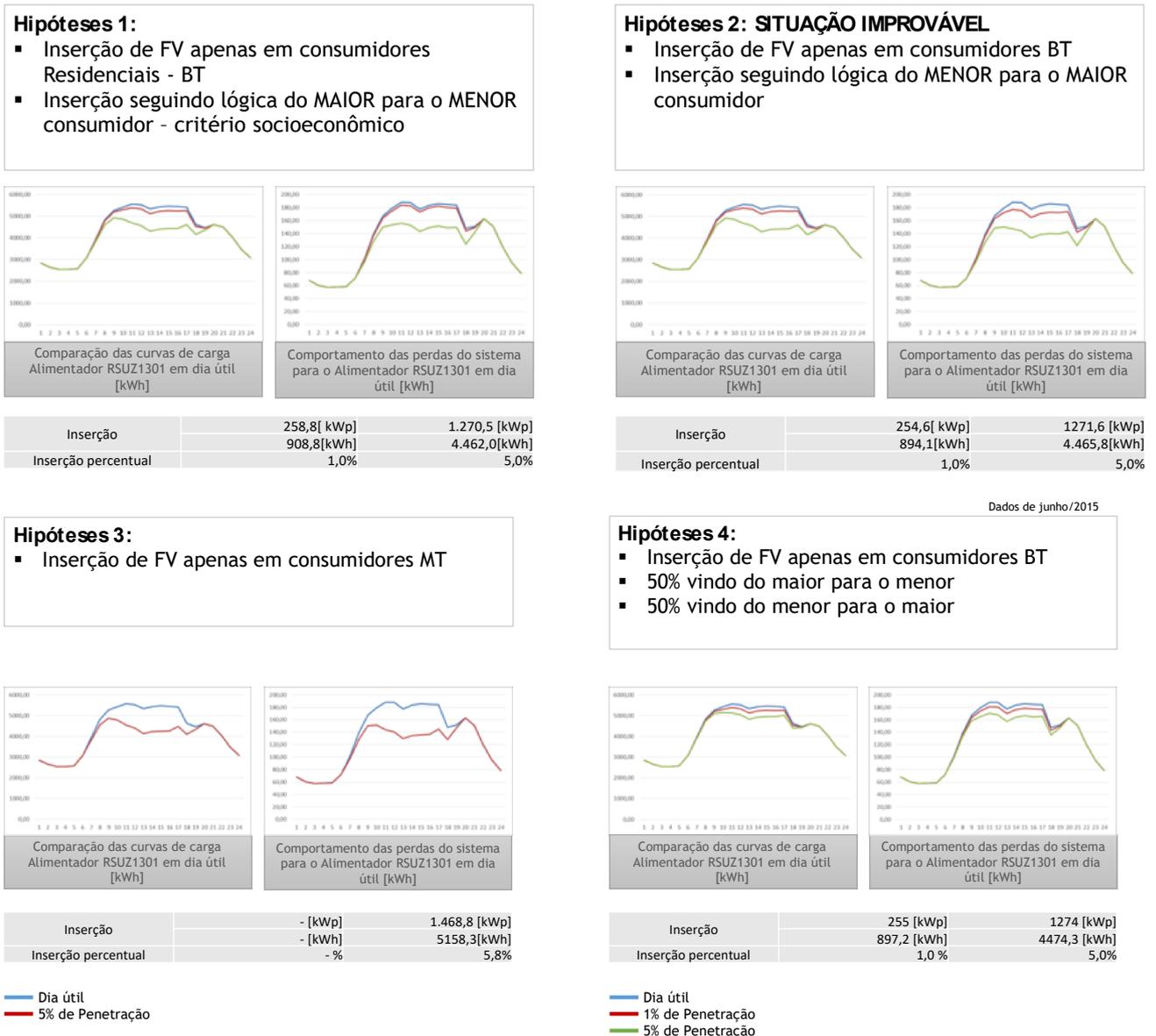


Figura 36 - Hipóteses de penetração de GDFV para o Alimentador A1

Para este alimentador com uma maior predominância de carga comercial, verifica-se que a energia solar fotovoltaica tem um papel benéfico tanto para a melhoria do perfil de carga como na diminuição das perdas. **A Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo apresenta os valores de perdas observada para cada nível de penetração.

Tabela 21 - Perdas para o Alimentador A1.

| Hipóteses 1: | | | | | |
|------------------------------|------------------------|------------------------|---------------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| | Carga [kWh/dia] | Perda [kWh/dia] | Percentual de perdas [%] | Redução da carga [%] | Perda marginal [%] |
| Sem geração FV | 102.739,01 | 3.161,08 | 3,1% | - | - |
| Inserção de 1% de geração FV | 101.018,36 | 3.114,08 | 3,1% | 1,7% | 2,7% |
| Inserção de 5% de geração FV | 94.203,76 | 2.829,11 | 3,0% | 8,3% | 3,9% |
| Hipóteses 2: | | | | | |
| | Carga [kWh/dia] | Perda [kWh/dia] | Percentual de perdas [%] | Redução da carga [%] | Perda marginal [%] |
| Sem geração FV | 102.739,01 | 3.161,08 | 3,1% | - | - |
| Inserção de 1% de geração FV | 100.992,85 | 3.054,62 | 3,0% | 1,7% | 6,1% |
| Inserção de 5% de geração FV | 94.133,42 | 2.755,79 | 2,9% | 8,4% | 4,7% |
| Hipóteses 3: | | | | | |
| | Carga [kWh/dia] | Perda [kWh/dia] | Percentual de perdas [%] | Redução da carga [%] | Perda marginal [%] |
| Sem geração FV | 102.739,01 | 3.161,08 | 3,1% | - | - |
| Inserção de 1% de geração FV | - | - | - | - | - |
| Inserção de 5% de geração FV | 92.738,58 | 2.751,06 | 3,0% | 9,7% | 4,1% |
| Hipóteses 4: | | | | | |
| | Carga [kWh/dia] | Perda [kWh/dia] | Percentual de perdas [%] | Redução da carga [%] | Perda marginal [%] |
| Sem geração FV | 102.739,01 | 3.161,08 | 3,1% | - | - |
| Inserção de 1% de geração FV | 101.017,26 | 3.091,34 | 3,1% | 1,7% | 4,1% |
| Inserção de 5% de geração FV | 98.513,56 | 2.978,47 | 3,0% | 4,1% | 4,3% |

Para este alimentador as perdas médias não são altas (3% em média) e a inserção de 5% de GDFV conforme hipótese 1 provoca uma variação de 3,9% na perda marginal, ou seja, para cada 1 MWh inserido há um ganho médio de perdas de 0,039 MWh. Para o caso em que as placas solares são instaladas em UCs com pequeno consumo, ou seja, quando a GDFV é mais pulverizada, o ganho é bem maior chegando a 6,1 % para inserção de 1%. Para a hipótese 3 onde apenas as cargas no MT são contempladas, a diminuição ficou em 4,1%.

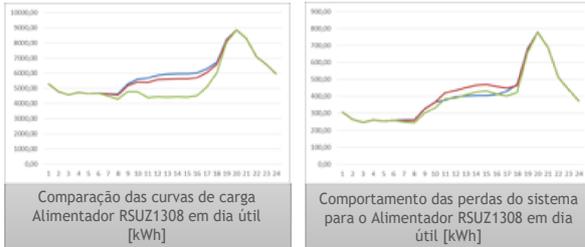
A Figura 37 a seguir são apresentadas as perdas para o alimentador A2. Este alimentador tem predominância de cargas residenciais e as variações de perdas são altamente influenciadas em função do perfil de carga das UCs e de suas localizações no alimentador.

A Tabela 22 a seguir apresenta os valores de perdas observadas para cada nível de penetração.



Hipóteses 1:

- Inserção de FV apenas em consumidores Residenciais - BT
- Inserção seguindo lógica do MAIOR para o MENOR consumidor - critério socioeconômico

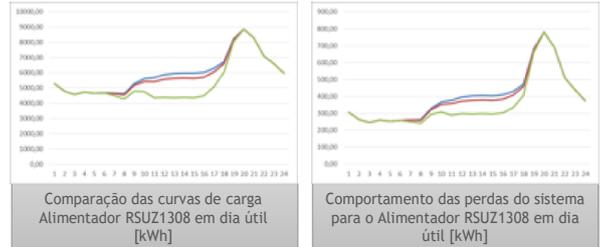


| | | |
|---------------------|---------------|---------------|
| Inserção | 409 [kWp] | 1.902,5 [kWp] |
| | 1.436,4 [kWh] | 6.681,6 [kWh] |
| Inserção percentual | 1,1% | 5,0% |

— Dia útil
— 1% de Penetração
— 5% de Penetração

Hipóteses 2: SITUAÇÃO IMPROVÁVEL

- Inserção de FV apenas em consumidores BT
- Inserção seguindo lógica do MENOR para o MAIOR consumidor

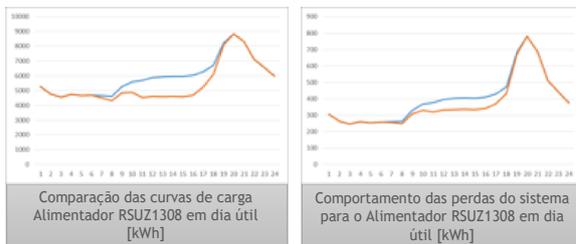


| | | |
|---------------------|---------------|---------------|
| Inserção | 379,6 [kWp] | 1.898,7 [kWp] |
| | 1.333,1 [kWh] | 6.668,2 [kWh] |
| Inserção percentual | 1,0% | 5,0% |

Dados de junho/2015

Hipóteses 3:

- Inserção de FV apenas em consumidores MT

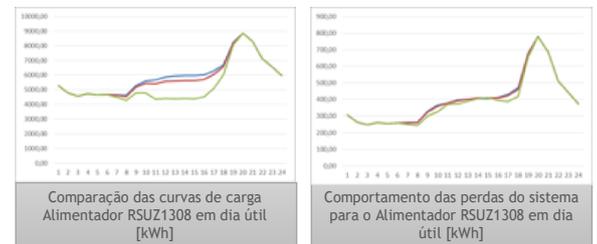


| | | |
|---------------------|---------|--------------|
| Inserção | - [kWp] | 1641,6 [kWp] |
| | - [kWh] | 5765,3 [kWh] |
| Inserção percentual | - % | 4,3% |

— Dia útil
— 5% de Penetração

Hipóteses 4:

- Inserção de FV apenas em consumidores BT
- 50% vindo do maior para o menor
- 50% vindo do menor para o maior



| | | |
|---------------------|-------------|--------------|
| Inserção | 255 [kWp] | 1274 [kWp] |
| | 897,2 [kWh] | 4474,3 [kWh] |
| Inserção percentual | 1,0% | 5,0% |

— Dia útil
— 1% de Penetração
— 5% de Penetração

Figura 37 – Perdas para o Alimentador A2

Tabela 22 - Perdas para o Alimentador A2.

| Hipóteses 1: | | | | | |
|------------------------------|------------------------|------------------------|---------------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| | Carga [kWh/dia] | Perda [kWh/dia] | Percentual de perdas [%] | Redução da carga [%] | Perda marginal [%] |
| Sem geração FV | 142.354,92 | 9.583,56 | 6,7% | - | - |
| Inserção de 1% de geração FV | 139.675,42 | 9.882,30 | 7,1% | 1,9% | -11,1% |
| Inserção de 5% de geração FV | 129.667,25 | 9.454,41 | 7,3% | 8,9% | 1,0% |
| Hipóteses 2: | | | | | |
| | Carga [kWh/dia] | Perda [kWh/dia] | Percentual de perdas [%] | Redução da carga [%] | Perda marginal [%] |
| Sem geração FV | 142.354,92 | 9.583,56 | 6,7% | - | - |
| Inserção de 1% de geração FV | 139.727,60 | 9.368,33 | 6,7% | 1,8% | 8,2% |
| Inserção de 5% de geração FV | 72.262,43 | 2.829,00 | 3,9% | 8,7% | 3,4% |
| Hipóteses 3: | | | | | |
| | Carga [kWh/dia] | Perda [kWh/dia] | Percentual de perdas [%] | Redução da carga [%] | Perda marginal [%] |
| Sem geração FV | 142.354,92 | 9.583,56 | 6,7% | - | - |
| Inserção de 1% de geração FV | - | - | - | - | - |
| Inserção de 5% de geração FV | 131.147,55 | 8.997,43 | 6,9% | 7,9% | 5,2% |
| Hipóteses 4: | | | | | |
| | Carga [kWh/dia] | Perda [kWh/dia] | Percentual de perdas [%] | Redução da carga [%] | Perda marginal [%] |
| Sem geração FV | 142.354,92 | 9.583,56 | 6,7% | - | - |
| Inserção de 1% de geração FV | 139.699,40 | 9.542,58 | 6,8% | 1,9% | 1,5% |
| Inserção de 5% de geração FV | 129.504,73 | 9.315,92 | 7,2% | 9,0% | 2,1% |

Conforme pôde ser observado, em alguns casos as perdas podem até aumentar como ocorreu no caso da hipótese 1 para 1% de penetração. Isto demonstra que, em geral, existe nas perdas internas de alimentadores que compõem as redes MT e BT, mas que também há uma volatilidade grande nestes valores.

Podemos constatar que os fatores que mais influenciam nas perdas dos alimentadores são:

- A configuração do alimentador incluindo a posição da SE AT/MT;
- A localização das GDFVs;
- O perfil de consumo das UCs instaladas no alimentador.

É possível observar a dificuldade em generalizar as variações de perdas obtidas com a geração de cada 1 MWh de GDFV. Uma solução é utilizar os valores médios de perdas das concessionárias que incluem não só os alimentadores onde estão as maiores perdas, mas também as perdas medidas do sistema AT e transformação AT/MT. Na AIR nº 004/2018 da AP ANEEL nº 001/19, a ANEEL estabeleceu que as perdas técnicas médias das distribuidoras representam 7,7%, entretanto este é um valor que requer atenção, sabendo que o mercado possui variações desses valores de perdas adequados por região de mercado e molde de operação específicos.

Como a ANEEL fez uma grande média, existem outras distribuidoras com perdas médias significativas como a EDP SP (5,5%), CEMIG (9,5%) e a COELBA (10 %), dessa forma pode-se afirmar que o número estabelecido pela ANEEL é representativo e está razoável.

Passando para o sistema de transmissão, as perdas elétricas associadas ao transporte de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio da Rede Básica, são calculadas pela diferença entre a geração e o consumo total do SIN (medição física). O cálculo e a consideração de perdas no sistema elétrico e as respectivas alocações aos pontos de medição são tratados pelos Processos de Medição (física e contábil) de responsabilidade da CCEE. Os dados de energia elétrica são coletados nos pontos de medição, pela CCEE, por meio do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE). Estas perdas são repassadas aos usuários da rede na proporção de 50% para os consumidores e 50% para os geradores participantes do rateio de perdas na Rede Básica.

Os estudos para definição das ampliações e reforços na Rede Básica do SIN e Demais Instalações de Transmissão (DIT) elaborados e enviados anualmente pelo ONS ao MME são elaborados os seguintes relatórios:

- PAR – Plano de ampliações e Reforços, que são determinados a partir de estudos de avaliação do desempenho elétrico da Rede de Simulação do SIN.
- PAR – DIT – Plano de ampliações e reforços das instalações de transmissão não integrantes da RB.

A Rede de Simulação ilustrada na Figura 38 é utilizada em simulações para garantir que estudos elétricos apresentem resultados que reproduzam, com grau de precisão adequado, os fenômenos que acontecem no Sistema Interligado Nacional.

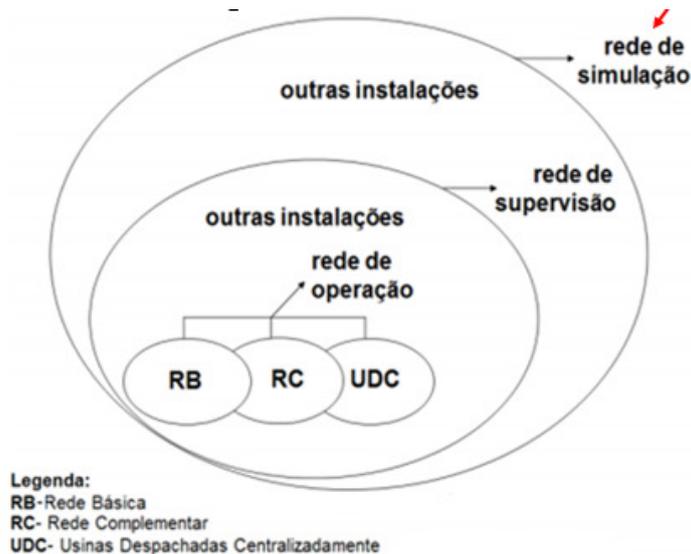


Figura 38 - Redes do SIN

Desta forma, o SIN representado desde a Rede Básica, DITs, instalações de distribuição fora da rede de operação que interligam as usinas despachadas centralizadamente à rede de operação, até outras instalações cuja representação é necessária para alcançar o grau de precisão adequado.

Através do programa de fluxo de potência do ANAREDE é possível também obter as perdas do SIN dada as condições de carga, geração e topologia do sistema definidas. Para avaliar as variações nas perdas do SIN em função da inserção de GDFV, foi utilizado:

- A base de dados do PAR do ONS
- O patamar de carga média de junho de 2015 e 2019 visto que a solar só gera neste período de carga
- Inserida geração fotovoltaica com níveis de penetração de 5, 10 e 20% (níveis menores não conseguem ter precisão no ANAREDE) na área da EDP SP
- Feita redução de geração para compensar a redução de carga dada a inserção da GDFV em Ilha Solteira conforme procedimento ONS

A seguir encontra-se um resumo dos casos processados para junho e dezembro de 2015 e 2019. Diferente do processamento dos casos das redes MT e BT onde são avaliadas as 24 horas do dia, as redes de alta e rede básica são simuladas para três períodos de carga: pesada, média e leve. A geração fotovoltaica só afeta os casos de carga média que representa os horários de 7hs às 18hs. Por simplificação iremos supor que a geração ocorre de forma completa no período de 10 às 17 horas para efeito de computar o decréscimo de perda em energia. Conforme pode ser observado

na Tabela 23, as perdas de potência diminuíram de 2015 para 2019 apesar do aumento de carga principalmente na carga média que ultrapassou a carga pesada. Isto reflete uma mudança na configuração da rede básica que está menos congestionada frente aos acréscimos de novos ativos. É importante lembrar que as perdas são proporcionais ao quadrado da corrente e sistemas com menos ativos, mas com carregamentos altos elevam as perdas do sistema. É importante observar neste quadro que a ponta do sistema tanto no inverno como no verão está situada no período de carga média justamente quando a geração fotovoltaica está presente. Esta constatação será usada no item seguinte que aborda a capacidade do sistema.

Tabela 23 - Dados do SIN 2015 e 2019

| Dados SIN - 2015 | | | | | Dados SIN - 2019 | | | | |
|-------------------------|---------------------|--------------|------------|-------------|-------------------------|---------------------|--------------|------------|-------------|
| (base de dados ANAREDE) | | | | | (base de dados ANAREDE) | | | | |
| Configuração | Patamar de Carga | Geração (MW) | Carga (MW) | Perdas (MW) | Configuração | Patamar de Carga | Geração (MW) | Carga (MW) | Perdas (MW) |
| Junho | Pesada ¹ | 94.003,78 | 89.655,13 | 3.539,96 | Junho | Pesada ¹ | 95.091,80 | 91.033,49 | 3.359,08 |
| | Média ² | 87.286,87 | 83.167,14 | 3.314,44 | | Média ¹ | 96.870,46 | 92.673,68 | 3.536,07 |
| | Leve ² | 58.104,12 | 54.758,75 | 2.540,26 | | Leve ² | 57.634,90 | 55.427,00 | 1.664,73 |
| Dezembro | Pesada ³ | 97.626,15 | 92.007,58 | 4.629,90 | Dezembro | Pesada ³ | 97.977,94 | 92.995,37 | 3.649,14 |
| | Média ³ | 100.285,74 | 94.623,01 | 4.756,17 | | Média ³ | 104.671,90 | 99.277,58 | 4.058,42 |
| | | | | | | Leve ⁴ | 61.443,63 | 58.362,10 | 2.178,29 |

¹ Configuração de junho (até dia 30) e máxima carga, por empresa, entre abril e setembro.
² Configuração de junho (até dia 30) e carga, por empresa, de junho.
³ Configuração de dezembro (até dia 31) do ano corrente e a maior carga, por empresa, entre outubro e março do ano seguinte.
Patamar de carga pesada - 18h às 21h (2ª feira a sábado) - (Dom./Feri.)
Patamar de carga média - 07h às 18h / 21h às 24h (2ª feira a sábado) 17h às 22h (Dom./Feri.)
Patamar de carga leve - 00h às 07h (2ª feira a sábado) 00h às 07h / 22h às 24h (Dom./Feri.)
Patamares de carga, acima citados, são sem horário de verão

¹ Maior carga, por empresa, entre abril e setembro.
² Carga, por empresa, de junho.
³ Maior carga, por empresa, entre outubro e março do ano seguinte.
⁴ Carga, por empresa, de dezembro.
Patamar de carga pesada - 18h às 21h (2ª feira a sábado) - (Dom./Feri.)
Patamar de carga média - 07h às 18h / 21h às 24h (2ª feira a sábado) 17h às 22h (Dom./Feri.)
Patamar de carga leve - 00h às 07h (2ª feira a sábado) 00h às 07h / 22h às 24h (Dom./Feri.)
Patamares de carga, acima citados, são sem horário de verão

As Tabelas Tabela 24 a Tabela 26 apresentam os resultados das perdas para junho de 2015, junho de 2019 e dezembro de 2019 respectivamente. Foram simuladas a operação para diferentes níveis de penetração incorporados apenas na região da EDP SP. Para todos os meses há uma diminuição pequena nas perdas médias o que podemos afirmar que não há grande variação nas perdas médias dos casos. No entanto, as perdas marginais são elevadas o que demonstra que a cada 1 MWh instalado de GDFV há uma diminuição considerável nas perdas do SIN. Estas perdas marginais

tendem a diminuir à medida que aumenta o volume de GDFV mantendo o sistema inalterado em termos de configuração e carga.

Tabela 24 – Avaliação das Perdas referentes à Potência e Energia – junho/2015

| Patamar Médio SIN - Potência | Caso de Referência (ONS) | FV 5% | FV 10% | FV 20% |
|---------------------------------------|--------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Geração (MW) | 87.286,87 | 87.139,33 | 86.991,84 | 86.706,46 |
| Carga (MW) | 83.167,14 | 83.042,56 | 82.918,08 | 82.669,12 |
| Perdas (MW) | 3.314,44 | 3.291,81 | 3.269,47 | 3.232,20 |
| Perdas Médias (%) | 3,99% | 3,96% | 3,94% | 3,91% |
| Perdas Marginais (%) | | 18,17% | 17,95% | 14,97% |
| Variação de Perdas Ativas (MW) | | -22,63 | -44,97 | -82,24 |

| Energia Dia - Energia | | | | |
|-------------------------------------|------------|------------|------------|------------|
| Energia patamar pesado (MWh) | 268.965,39 | 268.965,39 | 268.965,39 | 268.965,39 |
| Energia patamar médio (MWh) | 914.838,54 | 913.468,16 | 912.098,88 | 909.360,32 |
| Energia patamar leve (MWh) | 383.311,25 | 383.311,25 | 383.311,25 | 383.311,25 |
| Perdas patamar pesado (MWh) | 10.619,88 | 10.619,88 | 10.619,88 | 10.619,88 |
| Perdas patamar médio (MWh) | 36.458,84 | 36.209,91 | 35.964,17 | 35.554,20 |
| Perdas patamar leve (MWh) | 17.781,82 | 17.781,82 | 17.781,82 | 17.781,82 |
| Perdas Médias (%) | 4,14% | 4,13% | 4,11% | 4,10% |
| Perdas Marginais (%) | | 18,17% | 17,95% | 14,97% |

As perdas médias encontradas são menores que as que a ANEEL estabeleceu na AIR relativa à CP ANEEL nº 01/19, ou seja, 5 % para a rede de transmissão. Isto está coerente com os resultados obtidos pois nestes casos não se incluiu as perdas nos transformadores de fronteira. Apesar das perdas marginais serem bem maiores, é difícil para a ANEEL considerar estes valores pois o correto seria analisar caso a caso visto que as perdas marginais são extremamente voláteis.



Tabela 25 – Avaliação das Perdas referentes à Potência e Energia – junho/2019

| Patamar Médio SIN - Potência | Caso de Referência (ONS) | FV 5% | FV 10% | FV 20% |
|---------------------------------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Geração (MW) | 96.870,46 | 96.728,80 | 96.589,04 | 96.312,57 |
| Carga (MW) | 92.673,68 | 92.550,71 | 92.427,63 | 92.181,59 |
| Perdas (MW) | 3.536,07 | 3.517,86 | 3.500,84 | 3.470,17 |
| Perdas Médias (%) | 3,82% | 3,80% | 3,79% | 3,76% |
| Perdas Marginais (%) | | 14,81% | 13,83% | 12,47% |
| Variação de Perdas Ativas (MW) | | -18,21 | -35,23 | -65,90 |
| Energia Dia | | | | |
| Energia patamar pesado (MWh) | 273.100,47 | 273.100,47 | 273.100,47 | 273.100,47 |
| Energia patamar médio (MWh) | 1.019.410,48 | 1.018.057,81 | 1.016.703,93 | 1.013.997,49 |
| Energia patamar leve (MWh) | 403.444,30 | 403.444,30 | 403.444,30 | 403.444,30 |
| Perdas patamar pesado (MWh) | 10.077,24 | 10.077,24 | 10.077,24 | 10.077,24 |
| Perdas patamar médio (MWh) | 38.896,77 | 38.696,46 | 38.509,24 | 38.171,87 |
| Perdas patamar leve (MWh) | 11.653,11 | 11.653,11 | 11.653,11 | 11.653,11 |
| Perdas Médias (%) | 3,57% | 3,57% | 3,56% | 3,54% |
| Perdas Marginais (%) | | 14,81% | 13,83% | 12,47% |

Tabela 26 – Avaliação das Perdas referentes à Potência e Energia – dezembro/2019

| Patamar Médio SIN - Potência | Caso de Referência (ONS) | FV 5% | FV 10% | FV 20% |
|---------------------------------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Geração (MW) | 104.671,90 | 104.519,63 | 104.356,14 | 104.065,58 |
| Carga (MW) | 99.277,58 | 99.146,81 | 99.015,94 | 98.754,30 |
| Perdas (MW) | 4.058,42 | 4.036,27 | 4.013,57 | 3.976,45 |
| Perdas Médias (%) | 4,09% | 4,07% | 4,05% | 4,03% |
| Perdas Marginais (%) | | 16,94% | 17,35% | 14,19% |
| Variação de Perdas Ativas (MW) | | -22,15 | -44,85 | -81,97 |
| Energia Dia | | | | |
| Energia patamar pesado (MWh) | 278.986,11 | 278.986,11 | 278.986,11 | 278.986,11 |
| Energia patamar médio (MWh) | 1.389.886,12 | 1.388.055,34 | 1.386.223,16 | 1.382.560,20 |
| Energia patamar leve (MWh) | 408.534,70 | 403.444,30 | 403.444,30 | 403.444,30 |
| Perdas patamar pesado (MWh) | 10.947,42 | 10.947,42 | 10.947,42 | 10.947,42 |
| Perdas patamar médio (MWh) | 44.642,62 | 44.398,97 | 44.149,27 | 43.740,95 |
| Perdas patamar leve (MWh) | 15.248,03 | 15.248,03 | 15.248,03 | 15.248,03 |
| Perdas Médias (%) | 3,41% | 3,41% | 3,40% | 3,39% |
| Perdas Marginais (%) | | 3,52% | 13,63% | 11,15% |