

Estudos de Longo Prazo

Recursos Energéticos Distribuídos

Documento de Apoio ao PNE 2050

Janeiro de 2019

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "double sided")



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

MINISTRO DE ESTADO
BENTO COSTA LIMA LEITE DE ALBUQUERQUE JUNIOR

PRESIDENTE
REIVE BARROS DOS SANTOS

SECRETÁRIO EXECUTIVO
MARISETE FÁTIMA DADALD PEREIRA

DIRETOR DE ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS
THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
EDUARDO AZEVEDO RODRIGUES

DIRETOR DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA
AMILCAR GONÇALVES GUERREIRO

SECRETÁRIO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS
JOÃO VICENTE DE CARVALHO VIEIRA

DIRETOR DE ESTUDOS DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS
JOSÉ MAURO FERREIRA COELHO

SECRETÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA
ILDO WILSON GRUDTNER

DIRETOR DE GESTÃO CORPORATIVA
ÁLVARO HENRIQUE MATIAS PEREIRA

SECRETÁRIO DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E
TRANSFORMAÇÃO MINERAL
MARIA JOSÉ GAZZI SALUM

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

ESPLANADA DOS MINISTÉRIOS
BLOCO U – 5º ANDAR
70065-900 – BRASÍLIA – DF
TEL.: (55 61) 3319 5299
FAX: (55 61) 3319 5067

ESCRITÓRIO CENTRAL

AV. RIO BRANCO, 01 – 11º ANDAR
20090-003 – RIO DE JANEIRO – RJ
TEL.: (55 21) 3512 3100
FAX: (55 21) 3512 3198

WWW.MME.GOV.BR

WWW.EPE.GOV.BR

Participantes - EPE

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

EMÍLIO HIROSHI MATSUMURA

THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

EQUIPE TÉCNICA

ANA CRISTINA BRAGA MAIA

CRISTIANO SABOIA RUSCHEL

DANIEL SILVA MORO

GABRIEL KONZEN

GLAYSSON DE MELLO MULLER

ISMAEL ALVES PEREIRA FILHO

JOSÉ FILHO DA COSTA CASTRO

LUCIANO BASTO OLIVEIRA

1. Apresentação

Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) têm apresentado potencial disruptivo no setor energético mundial. Considerando o horizonte do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), certamente os RED desempenharão papel importante na matriz energética nacional. Nesse sentido, a EPE apresenta este relatório dos resultados do Grupo de Trabalho sobre o tema, com o objetivo de fomentar a discussão acerca dos impactos e adaptações necessárias nos estudos de planejamento derivados da inserção de RED.

É importante destacar que o pleno aproveitamento de benefícios sistêmicos que os RED podem agregar está associado ao desenho de mecanismos capazes de valorizar economicamente estes benefícios. Esta estrutura de sinais econômicos irá direcionar decisões individuais dos agentes conectados às redes de distribuição, agora denominados “prosumidores”, de forma a maximizar benefícios sistêmicos sem comprometer a segurança e confiabilidade do suprimento.

Na perspectiva do planejamento, a inserção dos RED implica em maior incerteza sobre a demanda de energia e sobre a composição da matriz

de energia futura. Adicionalmente, o caráter distribuído também exige maior interface do planejamento da geração e transmissão com as redes de distribuição.

Nesse contexto, a formulação de políticas e desenhos de mercado para a inserção dos RED depende de estudos que considerem as particularidades desse tipo de recurso. Para isso, são necessários aperfeiçoamentos metodológicos e ferramentais para a representação adequada dos RED. Nesse sentido, este relatório busca avaliar principalmente qual o tratamento metodológico dado pela EPE atualmente no campo dos RED, quais as experiências internacionais, e quais as recomendações de aperfeiçoamento. Por fim, são apresentadas algumas recomendações gerais no âmbito de política energética e regulação para a inserção sustentável e eficiente dos RED na matriz energética brasileira, com a ressalva de que o aperfeiçoamento metodológico é fundamental para avaliar previamente o impacto de cada medida a ser tomada.

2. Introdução

Recursos Energéticos Distribuídos (RED, ou *Distributed Energy Resources* – DER em inglês) são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind-the-meter*). Adicionalmente, com frequência essa definição vem se ampliando para abarcar ainda eficiência energética, resposta da demanda (RD) e gerenciamento pelo lado da demanda (GLD). Assim, com o intuito de identificar as implicações da penetração em larga escala dessas tecnologias no sistema elétrico, consideraremos aqui que os RED contemplam: i) geração distribuída (GD), ii) armazenamento de energia, iii) veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga, iv) eficiência energética e v) resposta da demanda (RD) (FGV, 2016). Nesses termos, os RED permitem a maior participação do consumidor tanto na geração, quanto na gestão do consumo da sua própria energia.

Nos últimos anos, tem-se observado uma aceleração da inserção dos RED, justificada principalmente pela redução nos custos de investimentos e transação, pela maior disseminação das tecnologias de telecomunicação e controle, e pelo papel mais ativo dos consumidores.

O recente crescimento, associado à característica dos RED, indica que a difusão destas tecnologias apresenta um elevado potencial disruptivo, capaz de transformar profundamente os sistemas elétricos que hoje são predominantemente operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente. De fato, o World Energy Council (2017) aponta que já no horizonte entre 2017 e 2025 se deve observar em diversos países a transição de sistemas elétricos predominantemente

centralizados para sistemas híbridos. Neste contexto, a transição de um modelo centralizado para um modelo mais distribuído deve alterar os fluxos de energia e aumentar significativamente a complexidade dos sistemas elétricos, conforme ilustra a Figura 1.

As transformações no setor elétrico a partir da inserção em massa de RED irão demandar novas práticas de planejamento da expansão e operação das redes elétricas e da geração de energia. No entanto, ao mesmo tempo que os RED impõem desafios, pode haver diversos benefícios associados à sua integração ao sistema. Em primeiro lugar, ao considerar a proximidade entre geração e consumo, os RED podem propiciar a redução de perdas elétricas. Adicionalmente, de acordo com MIT(2016, p.290), os RED podem oferecer confiabilidade suficiente para os operadores do sistema em situações extremas se estiverem em locais ideais e forem operados nas horas certas. Tal fato pode inclusive reduzir o custo sistêmico de atendimento à demanda, fazendo com que possivelmente usinas mais caras não precisem ser acionadas, e substituindo ou postergando investimentos convencionais em infraestrutura¹.

Além disso, mecanismos “inteligentes” de integração e gerenciamento desses recursos estão em intenso desenvolvimento e isso deve contribuir para ampliar os potenciais ganhos de eficiência obtidos a partir da inserção de mais RED. Como exemplo, pode-se citar a figura dos “agregadores” de recursos energéticos distribuídos, que formam plantas virtuais e as despacham no mercado de eletricidade. Há inclusive a possibilidade de que estes agregadores utilizem a tecnologia *blockchain* para integrar informações locais, otimizar redes

¹ Internacionalmente, tem ganhado força o conceito de “*non-wire alternatives*”, que utiliza soluções não tradicionais em Transmissão e Distribuição, como os RED ou ferramentas de gerenciamento de rede, para adiar ou substituir a necessidade de atualizações de equipamentos específicos, como linhas de T&D ou transformadores, através da redução da carga.

locais, oferecendo serviços energéticos a baixo custo com a utilização de *smart contracts* (PWC, 2017).

Assim, os RED têm sido indutores de profundas mudanças no setor elétrico em todo o mundo. Neste sentido, vêm sendo travadas

discussões acerca das implicações da crescente inserção de RED e quais adaptações são necessárias ao planejamento, aos modelos de mercado e arcabouços normativo-regulatórios atualmente vigentes, de modo a potencializar e otimizar os benefícios sistêmicos desta disrupção.

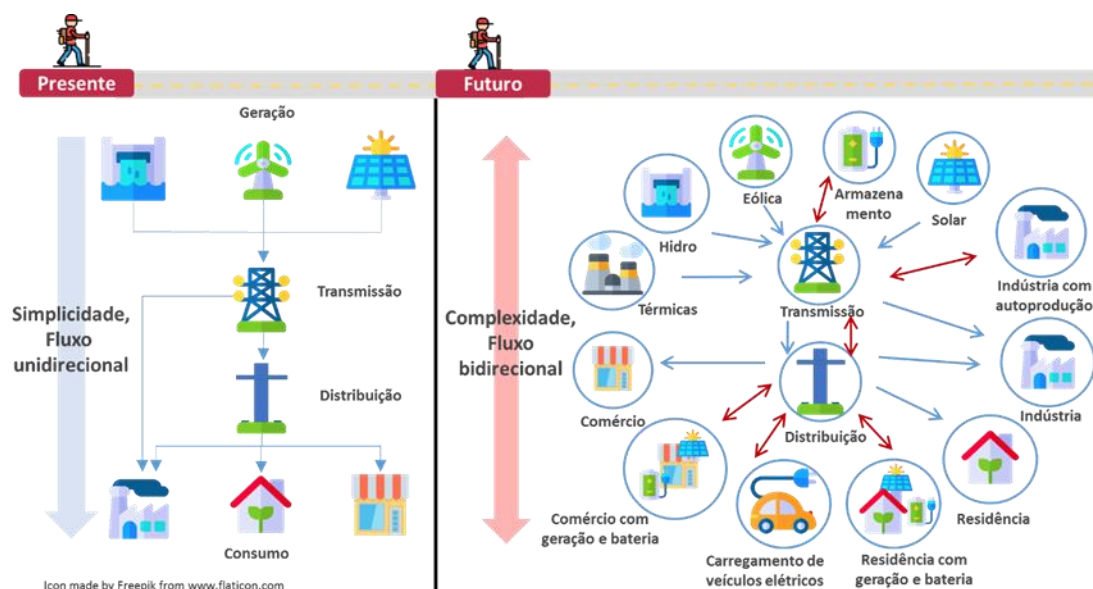


Figura 1 - Sistemas elétricos: presente e futuro

3. O Impacto no Planejamento

Pela perspectiva da EPE, o principal impacto com a adoção dos RED está relacionado à adição de outra fonte de incerteza no planejamento da expansão do sistema energético. Parte desta incerteza é explicada pelo dinamismo na evolução dos preços de equipamentos de GD e de armazenamento, resultando em desafios para a previsão de sua competitividade e do ritmo de adoção como alternativas de suprimento de energia aos consumidores finais. No entanto, a adoção dessas tecnologias ocorrerá não apenas devido aos ganhos econômicos diretos para o consumidor, mas por preferências sociais e individuais que às vezes extrapolam a racionalidade econômica clássica. Ou seja, fatores socioculturais e comportamentais fazem parte do processo decisório e, por isso mesmo, tornam mais complexas as ferramentas para lidar com as incertezas nas projeções de avanço dos RED.

Adicionalmente, um desafio nos mercados de eletricidade nos quais há desverticalização dos ativos consiste em coordenar os planejamentos de geração, transmissão e distribuição para atendimento dos requisitos de segurança e confiabilidade do sistema elétrico ao menor custo

possível. Enquanto ainda é relativamente pequena a inserção de RED no sistema elétrico brasileiro, predomina o foco na articulação entre o planejamento da geração e da transmissão como forma de viabilizar uma expansão/transição ótima. No entanto, a possibilidade de ampla e acelerada difusão dos RED potencialmente altera e torna mais complexa a dinâmica de planejamento do sistema elétrico, atribuindo às redes de distribuição um papel também altamente relevante. Neste sentido, auxiliar na construção de diretrizes para o planejamento da distribuição de forma a garantir uma expansão ótima sistêmica é outro desafio a ser enfrentado².

Analogamente, a inserção dos RED tem desdobramentos em outros setores, como os de transporte e de calor. As projeções de combustíveis, por exemplo, acabam se relacionando com a penetração de geradores distribuídos e de veículos elétricos. Portanto, um planejamento horizontal (interação com outros setores) também passa a ser uma necessidade no contexto de grande penetração dos RED.

² Diversos estudos têm abordado a necessidade de mudança nas práticas tradicionais para que seja possível a integração das distintas e novas esferas de planejamento. Destacam-se os do MIT (2016) e de Bell e Gill (2018).

4. Metodologias Empregadas no PNE 2050

Os estudos do PNE 2050 contemplaram projeções quantitativas de três RED: micro e minigeração distribuída, veículos elétricos e eficiência energética. Na sequência, são

4.1. Micro e Minigeração Distribuída

A projeção do mercado de micro e minigeração distribuída para o PNE 2050 é fundamentada na teoria da difusão de inovações de Rogers (2003), e construída sobre os alicerces matemáticos do modelo de Bass. A metodologia é baseada no modelo dGen do NREL (2016) e adaptado do modelo nacional proposto por Konzen (2014).

A projeção pode ser resumida em cinco etapas:

1) Levantamento inicial do mercado nicho, dividido em três segmentos: (i) residencial; (ii) outros consumidores atendidos em baixa tensão; e (iii) consumidores atendidos em alta tensão. Para o setor residencial, o mercado é levantado de acordo com características socioeconômicas dos domicílios, conforme o Censo do IBGE. As unidades consumidoras ii e iii são levantadas através da base de ANEEL por setor e nível de tensão.

2) Definição do mercado potencial. Através do *payback* do investimento em um sistema fotovoltaico para cada distribuidora, nos três segmentos, em cada ano, estima-se a parcela do mercado nicho que estaria disposto a realizar o investimento.

3) Definição dos adotantes. Os interessados no investimento não fazem isso ao mesmo tempo. A

apresentadas, de forma simplificada, as metodologias de cada um deles. No plano, o armazenamento e a resposta pelo lado da demanda serão tratados de forma qualitativa.

literatura mostra que inovações costumam se desenvolver conforme uma curva “S”. Para definir a forma da curva de adoção para cada segmento é utilizada uma regressão não linear com o histórico de adotantes no país. Através do Método dos Mínimos Quadrados, são calibrados os parâmetros “p” e “q” da fórmula de Bass que irão dar formato à curva da projeção, de modo que ela se aproxime do histórico nos anos iniciais do modelo.

4) Segmentação por tecnologia. Até o passo anterior, o modelo projeta o número de unidades consumidoras que irão receber créditos de micro e minigeração distribuída, mas sem definir a tecnologia. Com base no histórico de adoção e no potencial energético regional, o número de adotantes de cada subsistema é segmentado entre as tecnologias fotovoltaica, termelétrica, eólica e hidrelétrica.

5) Cálculo da capacidade instalada e energia gerada. Com base no histórico de instalações, é associada uma potência típica por adotante para cada segmento e tecnologia. Os fatores de capacidade para definição da energia gerada são oriundos de dados do Atlas Solar 2ª edição, sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA) da EPE, média de projetos de PCHs e valores típicos para termelétricas à biomassa.

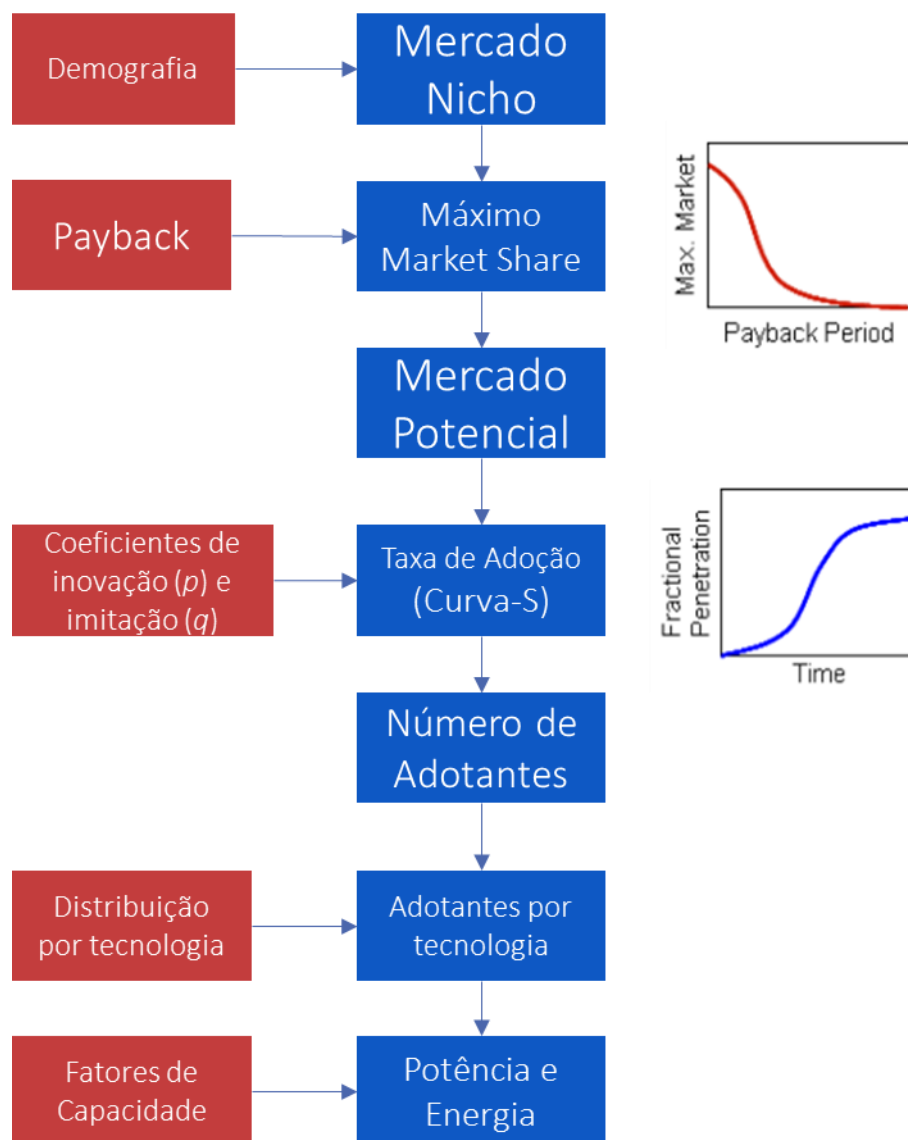


Figura 2 - Resumo da metodologia de projeção da microgeração e minigeração distribuídas

4.2. Veículos Elétricos

Nos estudos do PNE 2050, a projeção da inserção de novas tecnologias na frota de veículos leves está contida nas etapas de projeção da demanda de energia neste segmento, o qual pode ser observado no esquema da Figura 3.

O primeiro módulo refere-se aos estudos econômicos que impactam principalmente na aquisição de um novo veículo pelo consumidor, tais como: renda per capita, política creditícia, condições de financiamento e confiança do consumidor. O módulo dois é influenciado pelo primeiro e considera

aspectos setoriais que abrangem, dentre outros temas, o (a):

- **Indústria automotiva:** capacidade atual de produção de veículos leves por tecnologia no mercado doméstico, os investimentos declarados em novas plantas de produção e a estratégia global das montadoras para inserção de tecnologias híbridas e elétricas.

- **Mercado potencial:** a estimativa de mercado potencial para as novas tecnologias veiculares é realizada através da delimitação de nichos de mercado com base no preço médio dos veículos vendidos domesticamente e perfil do mercado consumidor.

- **A terceira etapa é composta por estudos das condicionantes que influenciam a pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologias veiculares, bem como sua aquisição pelo consumidor, dentre elas:**

- **Políticas de eficiência energética:** considera-se estimativas da evolução da eficiência média dos veículos (J/km) tendo em vista os marcos regulatórios vigentes.

- **Incentivos e subsídios:** não são considerados incentivos ou subsídios ainda não vigentes para a eletromobilidade no horizonte do estudo.

- **Regulações, normas e padrões** que influenciem, por exemplo, a disseminação do serviço de recarga de baterias elétricas veiculares.

- **Competitividade dos veículos elétricos em relação aos veículos a combustão interna:** para o cálculo da competitividade dos VEs frente a veículos equivalentes a combustão interna no longo prazo no Brasil se utiliza a metodologia do valor presente

líquido (VPL), considerando sensibilidades em relação à evolução do preço de energéticos (eletricidade, gasolina, etanol), além da evolução do preço da bateria (US\$/kWh).

Os insumos gerados nos módulos 1, 2 e 3 são utilizados no modelo bottom up de projeção de frota por tecnologia e respectiva demanda de energia (gasolina, etanol, GNV, eletricidade). Em particular, para a quantificação da demanda de energia elétrica são consideradas as seguintes variáveis: i) número de veículos a serem recarregados; ii) consumo específico dos veículos (kWh/km); e iii) tipo de veículo elétrico considerado (híbridos - VEH - ou elétricos puros - VE); e distância média anual percorrida por veículo (km);

Além dos aspectos de modelagem e condicionantes ressaltados acima, a projeção da frota de veículos leves híbridos e elétricos no âmbito do PNE 2050 considera as seguintes premissas:

- **Custo benefício para a sociedade:** considera-se que o Brasil pode se beneficiar do aumento da maturidade do mercado de VEs no mundo e adequar o timing para a inserção desta tecnologia em maior escala tendo em conta sua competitividade com os veículos a combustão interna e, de forma mais ampla, o custo benefício para a sociedade.

- **Vantagem competitiva brasileira:** o consumo veicular do etanol no Brasil o coloca em uma posição mais confortável frente ao desafio de mitigação de GEE no transporte de passageiros do que a maioria dos países que vêm se destacando no estímulo à eletrificação veicular. Assim, no médio prazo faz sentido uma coexistência entre o uso do biocombustível no veículo flex e a gradativa eletrificação da frota.

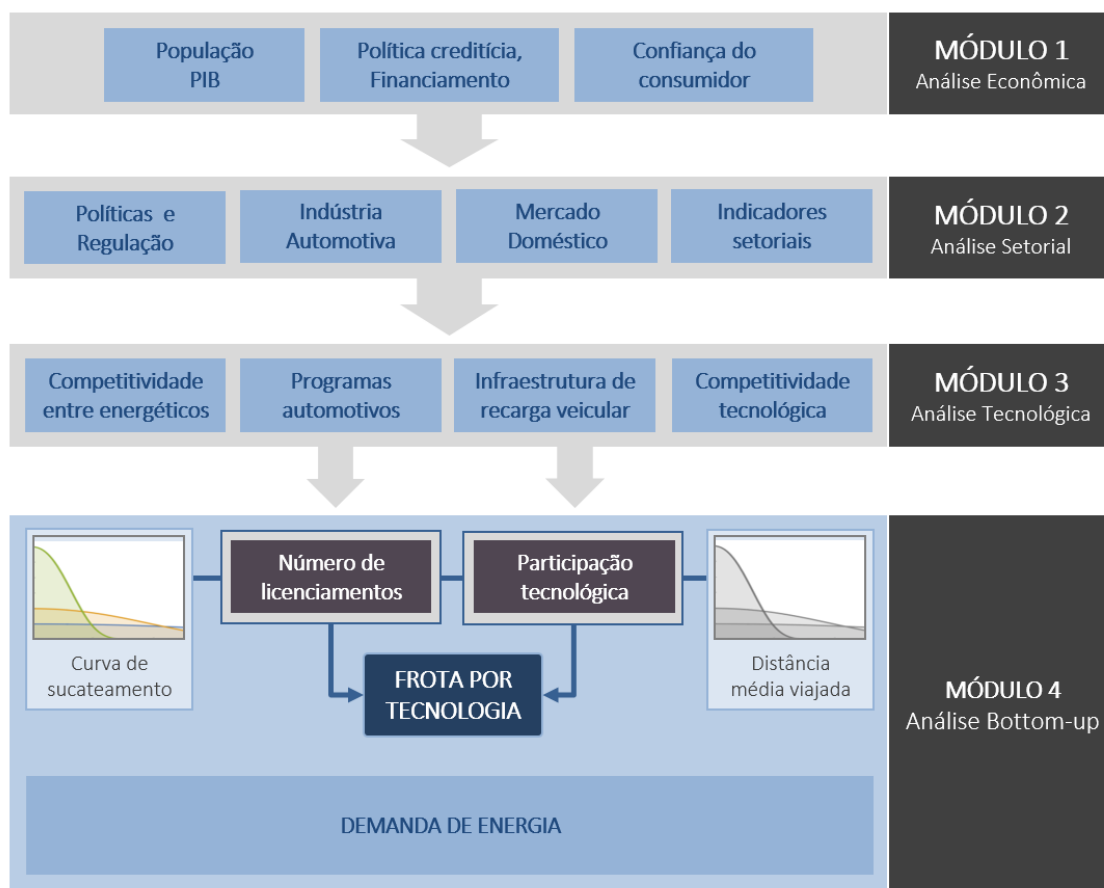


Figura 3 - Resumo da metodologia de projeção da penetração de novas tecnologias na frota de veículos leves

4.3. Eficiência Energética

A eficiência energética no PNE é calculada por setor e por fonte, cada setor da economia utiliza uma modelagem específica. A visão geral da metodologia de projeção da demanda de energia e eficiência energética está ilustrada na Figura 4.

Os resultados são apresentados em dois cortes:

- (i) por setor de consumo;
- (ii) por fontes/agregados de fontes selecionadas, dependendo do caso.

Os ganhos de eficiência considerados estão fundamentados em rendimentos energéticos da eletricidade por segmento de consumo, compatíveis com os dados do Balanço de Energia Útil (BEU) do Ministério de Minas e Energia (MME). Adicionalmente, no setor industrial, levou-se em consideração a dinâmica tecnológica de segmentos específicos e dos respectivos equipamentos de uso final da energia, à semelhança de outros setores, como o setor residencial.

Para o setor residencial, uma vez que a projeção da demanda de eletricidade utilizou um modelo de uso final (Achão, 2003), foi possível fazer uma análise específica e detalhada dos ganhos de

eficiência, inclusive avaliando premissas por tipo de equipamento eletrodoméstico e a substituição por equipamentos mais eficientes.

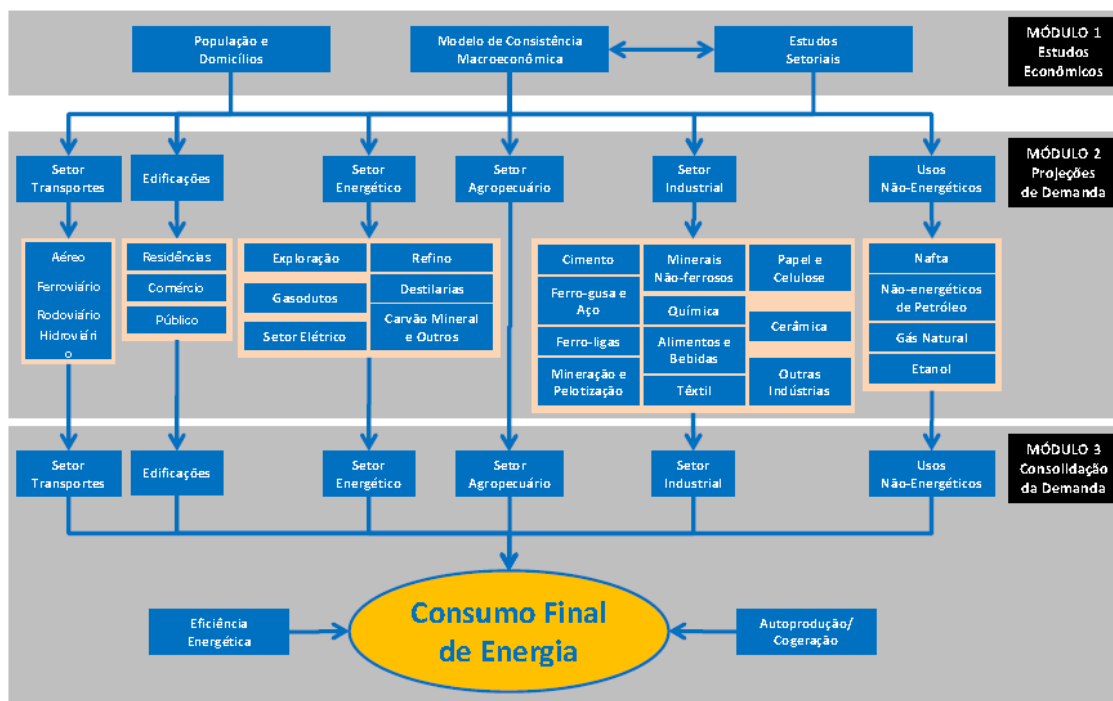


Figura 4 - Escopo geral da projeção de demanda e eficiência energética

5. Experiência de Outros Planos de Expansão

De modo geral, os Planos ou Estudos Internacionais de Energia de Longo Prazo consideram, em maior ou menor grau, a integração dos recursos energéticos distribuídos (RED). A abordagem mais comum é a apresentação de cenários de inserção, segmentados em projeções, observando desde tendências mais otimistas até as mais moderadas e conservadoras.

Em alguns desses estudos há predominância de descrições mais qualitativas, com tendência de transição para maior detalhamento metodológico. Há estudos que apresentam dados quantitativos, com projeções numéricas por tipo de recurso ou metas traçadas para o horizonte de planejamento.

Embora os RED contemplem geração distribuída, armazenamento de energia, veículos elétricos (VE), estrutura de recarga, eficiência energética e gerenciamento pelo lado da demanda, a maior parte dos estudos descreve com maior ênfase a geração distribuída fotovoltaica, em função da maior disseminação desse tipo de recurso. Entretanto, abordagens associadas ao

armazenamento de energia, veículos elétricos e eficiência energética podem ser encontradas nos relatórios.

Na Tabela 1 resume-se como são tratados os recursos energéticos distribuídos nos principais estudos energéticos internacionais de longo prazo. Os autores desses estudos têm origem e tipicidade variada, indo desde órgãos governamentais oficiais de países à departamentos de pesquisa de companhias privadas.

No Brasil, como descrito anteriormente, os estudos do PNE 2050 contemplam projeções quantitativas de micro e minigeração distribuída, veículos elétricos e eficiência energética. Comparando o PNE 2050 com os demais estudos de outros países, percebe-se que, apesar de ainda haver espaço para aprimoramentos, tanto as informações apresentadas quanto os recursos de tratamento metodológico estão alinhados com o que é apresentado nos planos internacionais de referência.

Tabela 1: Estudos Internacionais de Energia de Longo Prazo

Documento	Tratamento dado aos Recursos Energéticos Distribuídos ³
World Energy Scenarios 2016 Elaboração: Órgão Multilateral País: Reino Unido	RED são tratados como tecnologias disruptivas. De modo geral é dada alguma ênfase para os RED. São apresentadas projeções qualitativas de penetração de recursos renováveis de forma agregada em cada cenário.
World Energy Outlook 2017 Elaboração: Órgão Multilateral País: França	Emprega um modelo denominado WEM (<i>World Energy Model</i>). Considera os RED de forma agregada, assim como outras fontes renováveis. Considera tecnologias off-grid para regiões isoladas com base na disponibilidade de recursos energéticos e na capacidade de transmissão. Há uma descrição detalhada do modelo empregado no relatório. São apresentadas projeções qualitativas.
Shell Scenarios 2010 Elaboração: Empresa País: Holanda	Também emprega o modelo WEM (<i>World Energy Model</i>). Apenas análises qualitativas. Projeta que a energia fotovoltaica distribuída será a principal fonte energética em 2100.
2017 Outlook for Energy: A View to 2040 Elaboração: Empresa País: EUA	Apenas análises qualitativas. Trata as renováveis de forma agregada. Relatório com abordagem mais generalista.
BP Energy Outlook 2017 Categoria: Empresa País: Inglaterra	Não trata de recursos energéticos distribuídos de forma segmentada/específica. É dada maior ênfase para os recursos derivados do petróleo.
Australian Energy Projections Elaboração: Governo País: Austrália	Modela de forma segmentada e de forma quantitativa, como restrições a serem atendidas (imposições ao modelo). São estabelecidas metas de geração (GWh) com recursos renováveis, sendo que uma parcela da meta (target) é dedicada para recursos energéticos distribuídos de pequena escala (<i>SRES - Small Scale Renewable Energy Squemes</i>). Emprega a plataforma E4cast, que modela a energia solar para aquecimento e para geração de eletricidade (sistemas fotovoltaicos).
Annual Energy Outlook 2018 with projections to 2050 Elaboração: Governo País: EUA	Modela a geração Distribuída (Solar PV) de forma detalhada e segmentada e apresenta projeções nos cenários. Representa a geração distribuída - (<i>end-use generations</i>) agregado ao sistema pelos usuários finais. O nível de detalhamento da fonte solar fotovoltaica é elevado, com desagregação das projeções por regiões.
Ontario's 2017 Long-Term Energy Plan Elaboração: Governo País: Canadá	O plano de expansão é segmentado em três relatórios. O primeiro relatório, em nível executivo, dedica integralmente um capítulo para Tecnologias de inovação, tais como armazenamento, eletrificação do sistema de transportes, etc. O segundo - que trata da metodologia - não desagrega RED especificamente. O terceiro comenta sobre RED e seu impacto na demanda equivalente. De modo gral, os RED são tratados de forma qualitativa.

³ Análise não inclui o tratamento da eficiência energética.

Documento	Tratamento dado aos Recursos Energéticos Distribuídos ³
The 2030 Energy Policy Elaboração: Governo País: Canadá	Apresenta projeções de longo prazo (2030) para geração fotovoltaica distribuída (PV Solar). Trata os RED de forma qualitativa. Propõe um plano concreto de ações com metas e respectivos agentes responsáveis para a transição para uma economia de baixo carbono.
Mexico Energy Outlook Elaboração: Órgão Multilateral/Governo País: México	Apresenta diferentes cenários de integração de renováveis. Não traça metas específicas para RED, mas traça projeções de inserção de geração distribuída. Por exemplo: <i>“In the New Policies Scenario, solar PV, by some distance, is the fastest growing technology for power generation in Mexico, accounting for one-fifth of total capacity in 2040 (around 30 GW, making it the second-largest capacity after gas) and 10% of generation”</i> .
Plan Energético Nacional 2015-2050 Elaboração: Governo País: Panamá	Apresenta metas de integração de renováveis em geral (6,8% da capacidade instalada da matriz energética sendo suprida por renováveis não convencionais em 2050).
Plan Energético Nacional Colombia: Ideário Energ. 2050 Elaboração: Governo País: Colombia	Apresenta algumas projeções de capacidade instalada para a fonte solar agregadas de forma geral (concentrada e distribuída).
Energía 2050: Política Energética de Chile Elaboração: Governo País: Chile	Apresenta metas qualitativas referentes aos recursos energéticos distribuídos.
Política Energética 2005-2030 Elaboração: Governo País: Uruguay	É possível encontrar comentários qualitativos de âmbito geral.
Escenarios Energéticos Argentina 2035: Resumen y conclusiones para un futuro energético sustentable Elaboração: Governo/Centros de Estudios - País: Argentina	Modela/segmenta a fonte solar como concentrada e distribuída (solar concentrada e solar fotovoltaica). Apresenta comentários qualitativos. Apresenta algumas projeções por meio de cenários.
Global and Russian Energy Outlook up to 2040 Elaboração: Governo País: Rússia	Não trata de recursos energéticos distribuídos de forma específica.
Climate-friendly, reliable, affordable: 100% renewable electricity supply by 2050 Elaboração: Governo País: Alemanha	Apresenta cenários com projeções quantitativas de energia solar. Emprega o modelo denominado REMIX, que representa usinas fotovoltaicas de forma detalhada. Apresenta projeções quantitativas em cada cenário. Divide claramente o recurso energético solar em heliotérmica (CSP - <i>Concentrated Solar Power</i>) e fotovoltaica (<i>Photovoltaic</i>).
Strategic Energy Plan 2014 Elaboração: Governo Japão	Aborda qualitativamente a inserção de geração fotovoltaica distribuída.
Draft National Energy Policy Elaboração: Governo País: Índia	Análises qualitativas. Há uma meta de 40GW para 2022 para sistemas isolados (presumidamente via geração distribuída).

Documento	Tratamento dado aos Recursos Energéticos Distribuídos ³
Energy Transition Outlook 2017 Elaboração: Empresa País: Alemanha	Análise qualitativa detalhada do potencial dos recursos distribuídos, com descrição dos programas de governo para difundir e intensificar as políticas de promoção da eficiência energética e penetração de renováveis distribuídas.
2017 Long-Term Reliability Assessment Elaboração: Órgão multilateral País: EUA	Apresenta projeções quantitativas de penetração de geração distribuída por meio de fontes fotovoltaicas domésticas. Por exemplo: <i>“solar resources are expected to increase by 17 GW (utility scale) and 20 GW (rooftop) during the next decade”</i> .

6. Recomendações Metodológicas

A inserção de um novo agente ativo nos mercados de eletricidade, o consumidor, acaba trazendo menor previsibilidade ao planejamento. Nesse contexto, como aponta o estudo denominado *Utility of the Future*⁴, conduzido pelo MIT (2016), o planejamento não deve ser focado em prever ou acertar o futuro, mas em criar condições para que as inovações aconteçam e sejam assimiladas naturalmente. Ou seja, facilitar a equalização das condições de competição entre tecnologias, cada vez mais diversificadas, criando um ambiente de mercado de isonomia, de forma que se viabilizem as opções que se mostrarem mais competitivas e que

tragam maior valor ao sistema. Portanto, ganha cada vez mais importância a interpretação dos planos de expansão como instrumentos de subsídio às decisões de desenho de políticas públicas e regulação setorial.

Com esse intuito, há diversos aprimoramentos metodológicos que devem ser buscados pelo planejador, que serão descritos na sequência. A Figura 5 ilustra a nova realidade do planejamento num contexto de inserção dos RED.

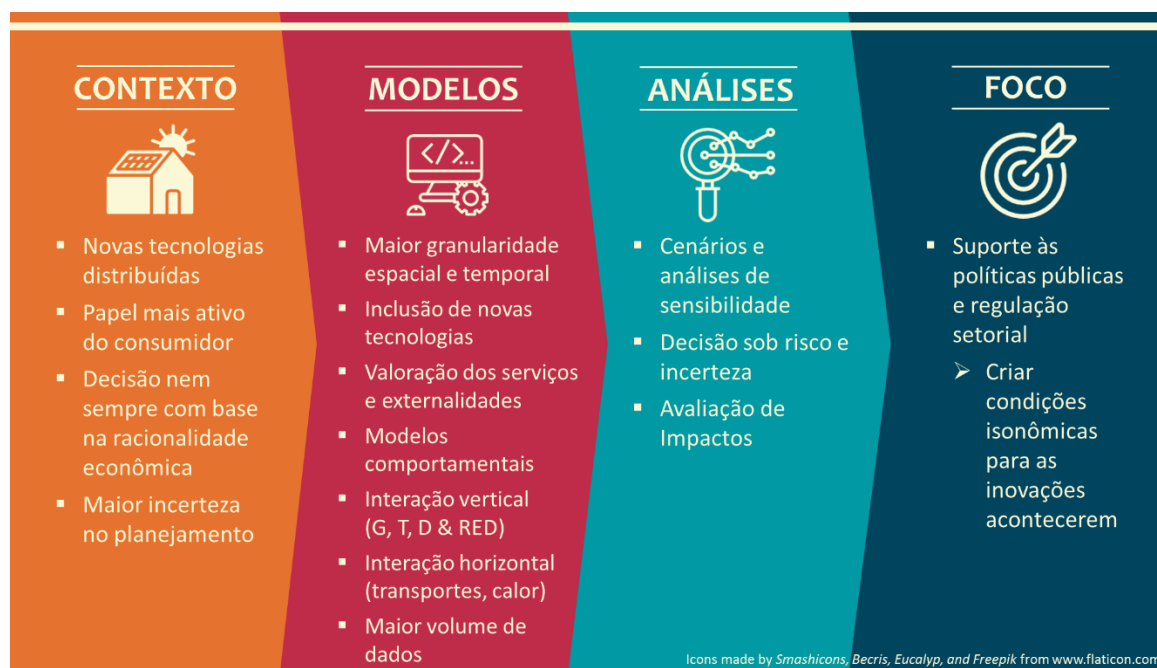


Figura 5 - Adaptação do planejamento no contexto dos RED

⁴ A EPE publicou em 2017 um resumo de uma apresentação do estudo. O resumo pode ser acessado através do link: http://antigo.epe.gov.br/Documents/Nota_Utility_of_the_future.pdf

6.1. Adaptações Nos Modelos

Inclusão de novas tecnologias

O primeiro passo é incluir as alternativas de RED nos modelos de planejamento. Atualmente, a maneira mais comum de inclusão é através de modelos exógenos aos modelos de otimização da expansão. Como exemplo, hoje a EPE faz separadamente as projeções de geração distribuída, eficiência energética e veículos elétricos, e os resultados, em termos de energia, são abatidos ou somados na projeção de carga, que então é inserida no modelo de expansão. De outro modo, esses recursos também podem ser modelados endogenamente, sendo tratados como mais uma opção no modelo para a minimização do custo total de suprimento. Essa abordagem é utilizada pelas concessionárias de energia PacifiCorp (2017) e PSE(2017) em relação à resposta da demanda. São inseridas no modelo algumas curvas de atendimento, via resposta da demanda, com quantidade e custo associado⁵. Dessa forma, o resultado indica de forma integrada como garantir o suprimento com o menor custo.

Os modelos exógenos têm a vantagem de serem de mais fácil implementação. No entanto, os resultados costumam ser limitados a indicar tendências de inserção de uma tecnologia, o que nem sempre reflete o ótimo sistêmico. Exemplo desta modelagem feita para o Brasil é a apresentada por Muller (2016) onde o impacto na demanda de longo prazo pela inserção de recursos energéticos distribuídos é calculado por meio de inferência *fuzzy*. Outro exemplo é o projeto desenvolvido pela ABRADDEE (Kagan et al., 2013) que calcula o impacto dos RED na matriz energética até 2030 para o Brasil. A modelagem endógena integrada de todos os RED tratados neste relatório em um mesmo modelo ainda

não foi realizada no Brasil, sendo um desafio para o planejador.

Modelos endógenos podem indicar oportunidades ou ineficiências em certas áreas, e os resultados serviriam de subsídio para orientar ações que visem maior eficiência na expansão dos RED. Um exemplo disso é a geração distribuída. Idealmente, o modelo deveria avaliar os casos em que os benefícios locais da GD superam o benefício de escala em plantas centralizadas. Os resultados seriam úteis para o desenho de mercado, de forma a incentivar investimentos que levem ao ótimo sistêmico.

Cabe destacar que a incorporação do RED de maneira endógena aos modelos de expansão requer grande detalhamento, como a representação espacial, valoração de externalidades, entre outros, de forma a representar adequadamente os RED. Caso contrário, o resultado pode ficar enviesado. Segundo o estudo do LBNL (Mills et al., 2016), quatro distribuidoras dos EUA modelaram endogenamente a geração fotovoltaica distribuída para construir seus planos de atendimento. Nesses quatro exemplos, a geração distribuída nunca foi selecionada pelo modelo como parte da solução de menor custo. No entanto, deve-se ressaltar que os estudos incorporaram apenas parcialmente os benefícios da GD. Portanto, esses casos ilustram que a metodologia limitada prejudica a análise da melhor solução. Na sequência do relatório são listados alguns dos aprimoramentos necessários para melhor representar os RED nos modelos.

Entre os modelos exógenos e endógenos há uma forma intermediária de modelagem, através da iteração entre dois modelos. Um exemplo disso é o

⁵ Estas curvas de recursos são uma compilação de estimativas pontuais que mostram a relação entre o potencial técnico acumulado e o custo dos recursos, fornecendo uma visão representativa de quanto de um recurso específico pode ser adquirido em um determinado preço. Esta modelagem utilizando curvas de suprimento permite a seleção de recursos de menor custo com base na competitividade de cada recurso em relação a opções alternativas, como por exemplo uma usina térmica ou hidrelétrica (PacifiCorp, 2017).

proposto por Cole et al. (2016), que conecta os modelos de GD (dSolar) e de expansão centralizada (ReEDS) do NREL. Como indica a Figura 6, nesse estudo a expansão da GD leva a um aumento do *curtailment* da geração fotovoltaica. Na sequência,

esse “corte” de geração é aplicado inclusive aos geradores distribuídos, fazendo com que a viabilidade financeira do investimento seja afetada, e, logo, haja menos interesse em adotar a GD nos anos seguintes.

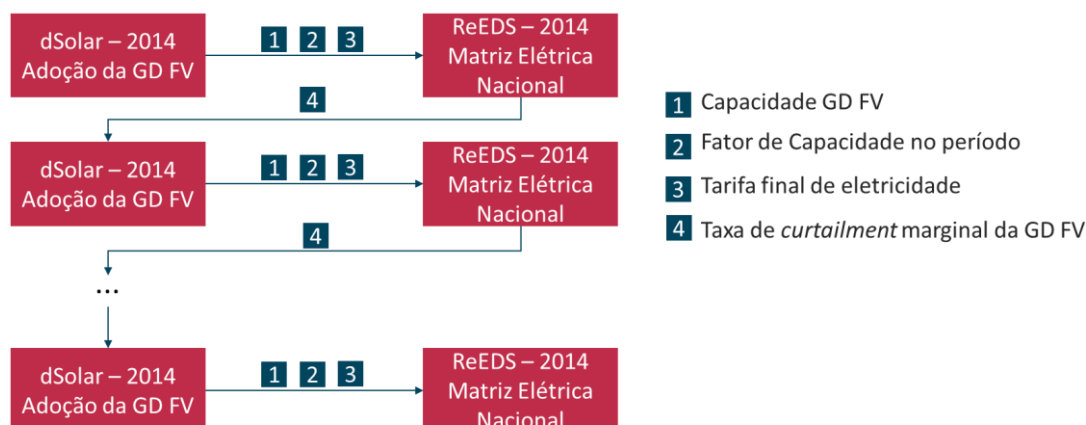


Figura 6 - Exemplo de iteração entre modelos de expansão (Cole et al., 2016)

Maior granularidade espacial e temporal

A coleta de informações para o planejamento e as ferramentas de modelagem deve permitir a representação granular dos recursos. Isso porque a representação muito agregada dos recursos pode não capturar os benefícios e limitações dos RED. Um exemplo é apresentado em NYISO (2017), onde dois geradores conectados em lados opostos de uma linha congestionada (Figura 7).

Devido às restrições, a injeção do gerador 1 agravaria a sobrecarga na linha de transmissão. Na outra ponta, as injeções do gerador 2 aliviará a linha congestionada. Se os geradores forem agregados na modelagem, seria dado tratamento único para os dois geradores. Desta forma, é importante que os modelos trabalhem com maior resolução espacial para capturar o benefício da geração próxima a carga (diferimento de investimentos na transmissão e redução de perdas, por exemplo). O mesmo vale para a granularidade temporal. Sabe-se que a geração

distribuída fotovoltaica, por exemplo, tem capacidade para reduzir a demanda máxima do sistema no período diurno, marcado pelo grande consumo de condicionadores de ar. Nesse caso, se não houver uma representação no mínimo horária do perfil de consumo e geração, não há a correta valoração da fonte solar.

A plataforma de código aberto Switch 2.0 trata dos RED de modo simplificado similar ao apresentado na Figura 7. O modelo cria barramentos virtuais de distribuição, onde são colocadas as cargas. Esses barramentos são ligados aos tradicionais barramentos da Rede Básica por um tramo de distribuição com perdas. Dessa forma, um RED tem valor diferente para o sistema, uma vez que não sofre com a redução de perdas entre os dois barramentos.

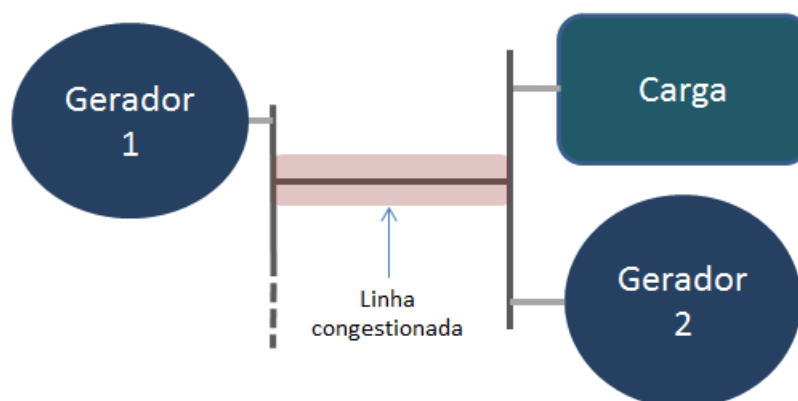


Figura 7 - Exemplo do valor locacional de um gerador distribuído

Fonte: adaptado de NYISO (2017)

Valoração dos Serviços e Externalidades

A maior resolução dos modelos já é um passo na direção de capturar melhor o valor dos RED em relação à energia e a capacidade fornecidas ao sistema. No entanto, há serviços ancilares que também podem ser fornecidos de forma distribuída e que precisam ser precificados de maneira adequada e incorporados nos modelos. Adicionalmente, algumas externalidades ambientais e sociais podem também ser incluídas.

O trabalho do NREL (2014) discute alguns métodos para calcular os custos e benefícios da geração distribuída fotovoltaica, incluindo aspectos ambientais e serviços ancilares. Como exemplo de aplicação, apesar de algumas limitações, é possível citar o caso do estado de Minnesota (EUA) que utiliza uma metodologia para calcular o *Value of Solar*⁶, incluindo os serviços ancilares e benefícios ambientais da geração fotovoltaica.

Cabe ressaltar que o valor de um recurso no sistema varia com o tempo e com a sua penetração no sistema (IEA, 2016; Mills e Wiser, 2012).

Portanto, esse fator deve fazer parte das análises de longo prazo.

No que se refere a sistemas de armazenamento, o mesmo sistema pode prestar diversos serviços, conforme compilado na Figura 9, e a análise de sua viabilidade é fortemente afetada pela correta avaliação dessas diferentes fontes de receita. O estudo “Valuing the Resilience Provided by Solar and Battery Energy Storage Systems” (NREL, 2018) faz uma proposta de valoração da confiabilidade e mostra como esta pode alterar tanto a viabilidade como o dimensionamento de sistemas de geração distribuída com armazenamento.

Em relação à resposta da demanda, destaca-se o estudo de Heffner (2009) que compilou a abordagem de diferentes estudos para valorar os benefícios financeiros, de confiabilidade, do sistema elétrico e ambientais da resposta da demanda.

⁶ <http://mn.gov/commerce-stat/pdfs/vos-methodology.pdf>

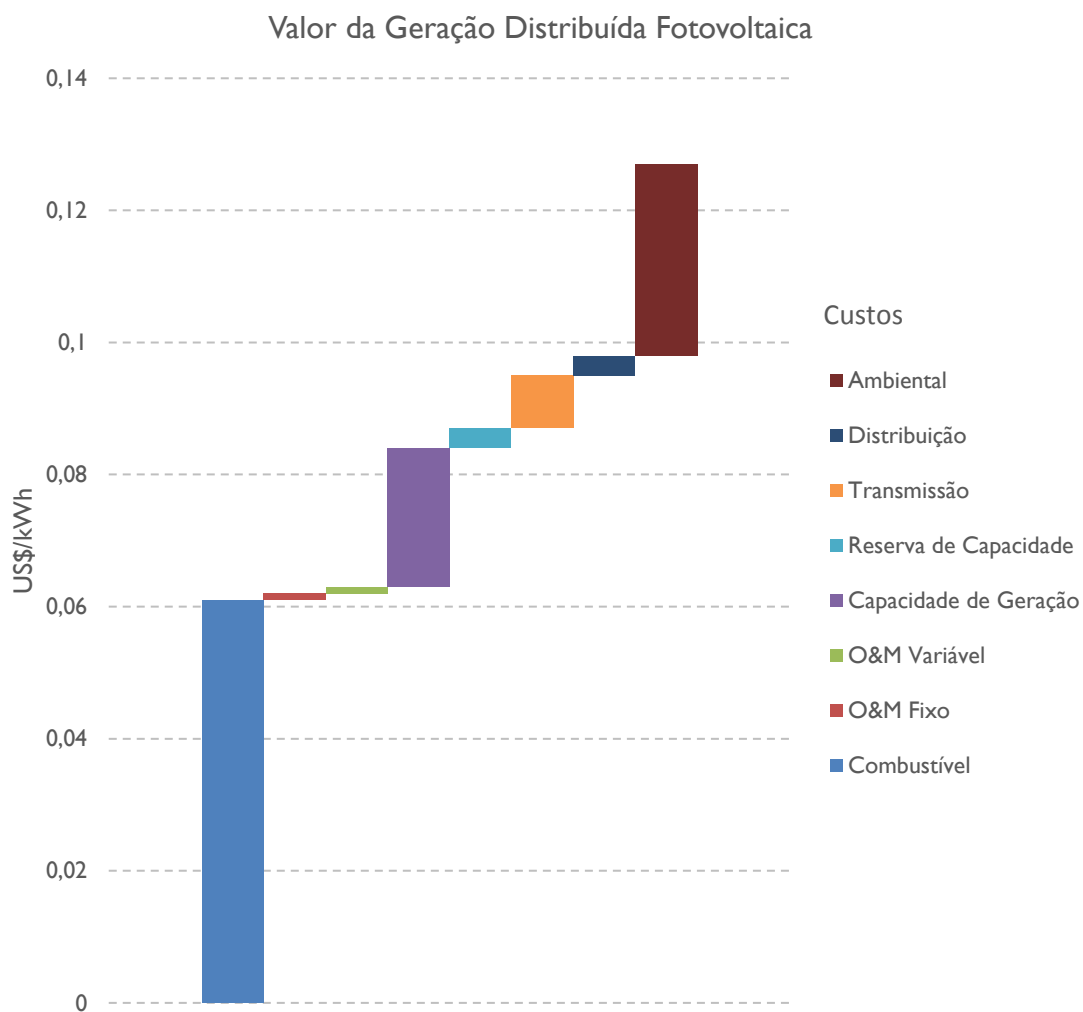


Figura 8 - Exemplo de valoração dos atributos da geração fotovoltaica distribuída

Fonte: Adaptado de Minnesota Department of Commerce (2014)

Fonte: Adaptado de Minnesota Department of Commerce (2014)

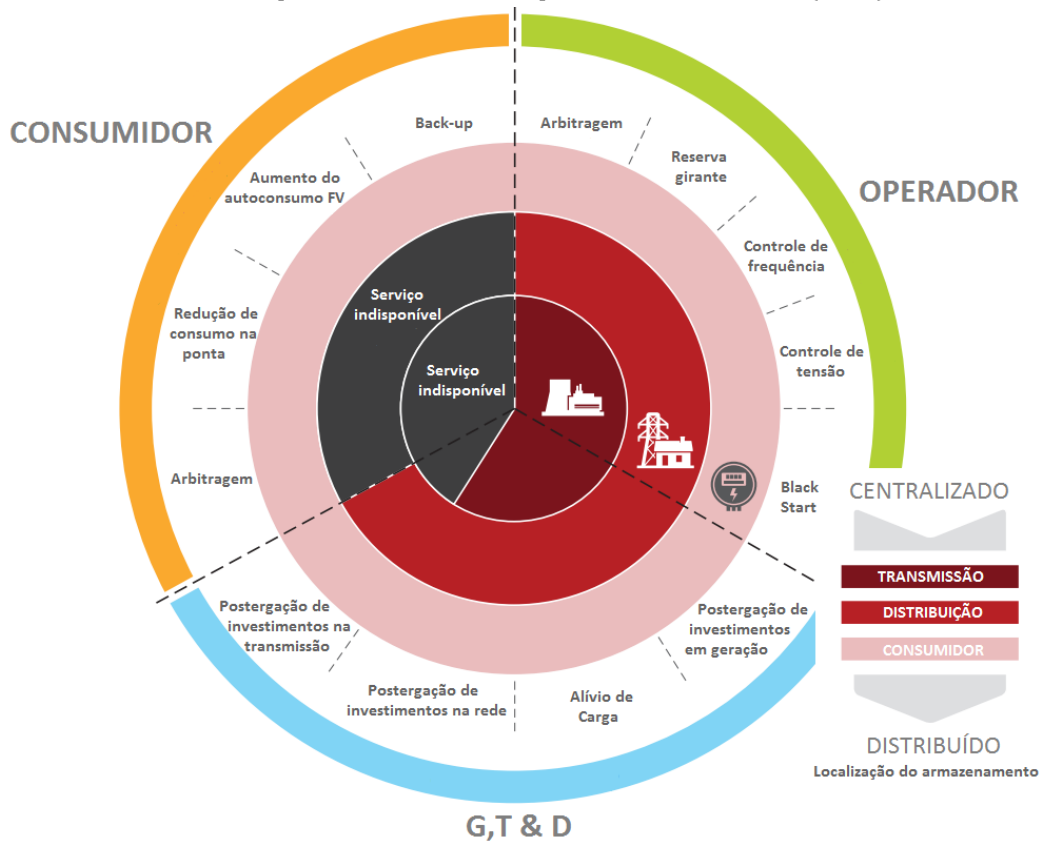


Figura 9 - Possíveis Aplicações e alocações de sistemas de armazenamento

Fonte: Adaptado de Rocky Mountain Institute (2015)

Modelos Comportamentais

Segundo a Teoria da Difusão de Inovações, de Rogers (2003), o processo de adoção de uma inovação pelo consumidor é um processo social, e não exato. Como mencionado anteriormente, as decisões nem sempre são pautadas segundo a racionalidade econômica clássica. De fato, o comportamento irracional dos indivíduos vem ganhando mais importância nos estudos. O Nobel de economia de 2017, inclusive, foi destinado a Richard Thaler pelas suas contribuições à Economia Comportamental. No campo da energia, portanto, esses fatores também devem ser levados em consideração. De fato, diversos estudos internacionais têm indicado que uma pequena mudança no conjunto de informações que um indivíduo tem acesso no processo de tomada de

decisão, pode ajudar os indivíduos a alinharem intenção e ação. Alguns destes estudos demonstram aplicabilidades no âmbito do consumo residencial de energia elétrica (Sudarshan, 2017) e na escolha individual do consumidor por suprimento de fontes renováveis (Momsen e Stoerk, 2014), entre outros temas. Entender o que leva os consumidores a adotarem inovações, como respondem a sinais de incentivo, que barreiras socioculturais os impedem de tomar decisões mais eficientes para o sistema, são exemplos de estudos que devem ser aprofundados com o intuito de aperfeiçoar os modelos utilizados.

Cabe ressaltar que a EPE utiliza, desde 2014, um modelo comportamental para projetar a difusão da adoção da microgeração e minigeração

distribuídas. O modelo é classificado como um modelo de Bass, assumindo que a adoção da tecnologia deva seguir uma curva “S”, e vem sendo adaptado continuamente a partir do trabalho de Konzen (2014). Analogamente, esse modelo pode ser utilizado para projetar o crescimento de outros RED. Como exemplo, metodologia similar foi utilizada por Groeneweg (2016) para projetar o mercado de veículos elétricos na Alemanha. Um modelo comportamental mais complexo conhecido como Modelo Baseado em Agentes também é uma alternativa utilizada em alguns estudos, como para projetar o mercado de baterias *behind-the-meter* no estudo de Dam (2016).

Os modelos de projeção de demanda devem incorporar as possíveis alterações do comportamento dos consumidores, em particular o das famílias. É nesse sentido, que pesquisas sobre comportamento, posses e hábitos de uso são elementos chaves para as projeções de demanda e eficiência energética.

Interação vertical (G, T, D & RED)

A introdução de RED tem impactos nos níveis de distribuição, transmissão e geração. Do ponto de vista da expansão, é possível enxergar a postergação de investimentos das redes de transmissão e distribuição, além de capacidade de geração, caso a inserção dos RED seja otimizada. Do ponto de vista operativo, os RED podem fornecer serviços ancilares, como reserva secundária, por exemplo, para o operador do sistema. Portanto, há uma interação entre todos os níveis do sistema elétrico com a entrada dos RED. Nesse sentido, os modelos devem buscar integrar geração, transmissão, distribuição e RED.

Interação horizontal

Novas tecnologias de transporte, como os veículos elétricos, o hidrogênio, além de soluções de cogeração tem potencial de ser melhor integradas no sistema elétrico para um resultado global mais eficiente. A inserção da mobilidade elétrica, por exemplo, pode permitir que as baterias sejam utilizadas para fazer arbitragem com o preço da eletricidade, modulando o perfil de consumo da rede. No relatório do MIT (2016) foi apresentada uma análise integrada da inserção de geração distribuída e veículos elétricos nas perdas na rede e na remuneração dos geradores⁷.

Adicionalmente, o aumento da mobilidade elétrica diminui as projeções de consumo de combustíveis, a necessidade de parque de refino, reduz a produção de biomassa para geração elétrica, entre outros desdobramentos. Enxergar essas sinergias depende da integração de diferentes setores nos modelos de expansão para buscar a melhor solução global. O MATRIZ⁸, do Cepel, é um exemplo de modelo de otimização que integra diferentes cadeias energéticas.

Maior Volume de Dados

O aprimoramento dos itens anteriores exigirá uma coleta e processamento de um maior volume de dados de consumo, geradores, tarifas, status da infraestrutura de transmissão e armazenamento, entre outros, com maior resolução e com acesso mais imediato. É o conceito de Big Data aplicado ao setor elétrico e ao planejamento. A instalação de medidores inteligentes é uma das condições fundamentais para possibilitar a maior digitalização do setor e a coleta dos dados. Adicionalmente, o avanço da Internet das Coisas (*Internet of Things* – “IoT”) deve auxiliar esse processo ao aumentar a

⁷ Box 8.1 do documento.

⁸ <http://www.cepel.br/produtos/matriz-modelo-de-projecao-de-matriz-energetica.htm>

conectividade de diversos equipamentos, veículos e edifícios.

Como exemplo de aplicação, além do auxílio na construção de modelos com maior interação horizontal e vertical, o conceito de Big Data também pode auxiliar no levantamento do custo real de déficit, que serve como dado de entrada nos modelos de expansão. Adicionalmente, como discutem Castro

6.2. Adaptações nas Análises

Cenários e análises de sensibilidade

Conforme mencionado, o planejamento não deve tentar acertar o que acontecerá no futuro. Nesse sentido, a construção de cenários e análises de sensibilidade ganham importância, conforme aponta DeCarolis et al. (2017). No caso dos cenários, são construídas algumas narrativas sobre o futuro com diferentes premissas consistentes com o enredo. A análise pode apresentar uma descrição mais qualitativa ou definir os parâmetros para que o cenário seja utilizado nos modelos de expansão. De todo modo, a análise de cenários deve sempre estar associada a uma narrativa.

De outra forma, análises de sensibilidade, geralmente consistem em identificar parâmetros que têm grande impacto nos resultados do modelo e conhecer os efeitos de suas variações nas simulações. A inclusão das análises de sensibilidade no PDE 2026 (Plano Decenal de Expansão de Energia) ilustra o interesse da EPE em desenvolver mais esse tipo de análise em seus planos.

Para o PNE 2050, cenários exploratórios, onde são avaliados caminhos diferentes assumindo quebra de tendências, demonstram sua importância

e Tommaso (2018), o uso de dados geoespaciais (possivelmente de smartphones), associados a instrumentos de medição das redes físicas de distribuição, poderia auxiliar na previsão de carga.

na avaliação da introdução de uma tecnologia ainda com pouca participação no setor energético do país. Por exemplo, para resposta da demanda e armazenamento, é importante a construção de cenários avaliando diversas possibilidades abrangendo múltiplos tipos de tarifação dinâmica, controle remoto de cargas e níveis de desenvolvimento de tecnologias. Deste modo, pode ser realizada uma mais precisa mensuração dos benefícios de cada recurso.

Avaliação de impactos

Aliada à construção de diferentes cenários está a avaliação de impactos, ou análise de custos e benefícios. Com o intuito de subsidiar as definições de políticas e regulação do setor, é importante verificar os impactos das medidas em diversas áreas. Como exemplo, em 2014 a EPE publicou um estudo com a avaliação dos custos e benefícios da inserção da geração distribuída fotovoltaica, sob dois cenários. A Tabela 2 ilustra os impactos quantificados no documento.

Tabela 2 - Exemplo de Impactos analisados na inserção da GD FV

AGENTE	IMPACTO	TIPO
DISTRIBUIDORAS	Impacto no Fluxo de Caixa	Econômico
CONSUMIDORES	Economia na conta de energia	Econômico
EMPRESAS DE SERVIÇOS E ESCOS	Aumento do faturamento*	Econômico
FABRICANTES E IMPORTADORES	Aumento faturamento*	Econômico
ESTADOS E UNIÃO	Impacto no fluxo de caixa de arrecadação com impostos no consumo de energia elétrica	Econômico
	Impacto no fluxo de caixa de arrecadação com impostos na venda de equipamentos e serviços	Econômico
AGENTES DE FINANCIAMENTO E CRÉDITO	Aumento da receita com financiamentos	Econômico
SOCIEDADE	Geração de postos de trabalho	Socioeconômico
GERAL	Economia na contratação de energia	Econômico
GERAL	Redução de Perdas Técnicas	Técnico/Econômico
GERAL	Redução de emissões de GEE	Ambiental

Fonte: EPE (2014)

Decisão sob risco e incerteza

Nos casos em que o planejador precisa tomar uma decisão determinante, pode ser útil a abordagem de decisão sob risco ou incerteza. Por exemplo, no caso da expansão da geração centralizada e da transmissão, caso o planejador admita que se materializará um cenário de baixo desenvolvimento dos RED, e na verdade se materializar um cenário “alto”, terá ocorrido sobre investimento na matriz elétrica. Por outro lado, caso seja assumido que haverá “alta” penetração dos RED, e na prática se realizar um cenário de “baixo” desenvolvimento, a confiabilidade do sistema pode ficar comprometida, ou os custos de suprimento podem ser encarecidos.

Metodologicamente, quando os cenários têm consequências e probabilidades definidas, as decisões do planejador podem ser embasadas com as práticas de decisão sob risco. Nesse campo, o critério do Máximo Valor Esperado (MVE) é bastante utilizado. Por outro lado, análises de decisão sob incerteza são úteis nos casos em que as variáveis são conhecidas, mas as probabilidades para determinar a consequência de uma ação são desconhecidas ou não podem ser determinadas com algum grau de certeza. Critérios como o *maximin* (o máximo dos mínimos), *maximax* (o máximo dos máximos), *minimax* (mínimo arrependimento) e Laplace (maior média), são alguns exemplos que podem ser utilizados em análises de decisão sob incerteza.

6.3. Quadro Resumo das Recomendações Metodológicas

Adaptações nos Modelos	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Maior granularidade espacial temporal	Perfil horário nos modelos; Melhor representação das restrições de transmissão	Perfil sub-horário nos modelos	
Inclusão de novas tecnologias	Modelos exógenos para projeção de cada RED	Modelagem endógena da GD, Resposta da Demanda, Veículos Elétricos e Eficiência Energética	
Interação vertical	Representação simplificada das redes de distribuição (zonal)	Representação nodal do SIN	Representação das subestações e dos ramais alimentadores das distribuidoras
Valoração de serviços e externalidades	Avaliação do efeito nas perdas e postergação de investimentos da GD e EE	Avaliação do efeito das perdas e postergação de investimentos em geração e transmissão dos demais RED	Serviços ancilares e aspectos socioambientais nos modelos de expansão
Modelos comportamentais		Estudos comportamentais para adoção de RED	Aplicação de Modelo Baseado em Agentes; Métodos de escolha dos consumidores nos modelos de expansão
Interação horizontal		Integração de eletricidade com transportes nos modelos de expansão	
Maior volume de dados	Aumento da capacidade de processamento computacional; Convênios entre instituições para compartilhamento de dados; P&Ds para levantamento de dados	Coleta de dados de inversores	Acesso a dados de medidores inteligentes e equipamentos

Figura 10 - Quadro Resumo - Roadmap das adaptações nos modelos

Adaptações das Análises	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Cenários e análise de sensibilidade	Sensibilidades nas projeções de acordo com regulamentação	Construção de cenários integrados dos RED	
Decisão sob risco e incerteza		Estudos de expansão de transmissão frente a adoção de RED	
Avaliação de impactos	Impactos da inserção dos REDs sob diferentes projeções		

Figura 11 - Quadro Resumo - Roadmap das adaptações nas análises

7. Recomendações Metodológicas

Proporcionar um ambiente de mercado de isonomia

Uma das funções do planejamento no contexto de maior inserção dos RED e de menor previsibilidade é facilitar a equalização das condições de competição entre tecnologias, para que se desenvolvam naturalmente, de forma isonômica, as opções que se mostrarem mais competitivas e que tragam maior valor ao sistema. Sinais econômicos eficientes e corretos são uma maneira de colocar todos os recursos, centralizados e distribuídos, em pé de igualdade para deixar que as decisões dos agentes – incluindo o consumidor – conduzam à economicidade, segurança e sustentabilidade no suprimento de energia elétrica.

Nesse sentido, é primordial que os RED, como armazenamento e resposta pelo lado da demanda, possam participar dos mercados de energia, ofertando seus produtos a um preço que irá competir com recursos centralizados. Essa participação pode ser feita individualmente (a depender do porte do consumidor), ou de forma agregada.

Revisar subsídios e impostos nas tarifas de eletricidade

Relacionado a um ambiente de mercado equilibrado está a questão de subsídios e impostos alocados nas tarifas de eletricidade. Historicamente, as tarifas vêm sendo utilizadas para custear programas sociais, industriais e tecnológicos, além de ser uma forma garantida e previsível de arrecadação de impostos estaduais e federais. Enquanto o consumidor não tinha alternativa de fornecimento, tal modelo funcionava. No entanto, com o advento dos RED, tais aditivos acabam se traduzindo em maior atratividade econômica em migrar para um sistema de geração própria ou mesmo se desconectar da rede da distribuidora. É um sinal econômico “fictício”, que não representa corretamente o valor do RED para o sistema.

Portanto, precisa ser avaliado o conjunto das cobranças que devem e as que não devem ser incluídas nas tarifas reguladas de eletricidade.

Maior interação do planejamento com as distribuidoras

Os RED estão, por definição, conectados nas redes de distribuição. No entanto, seus serviços e impactos se estendem ao sistema como um todo. Portanto, é adequado que o planejamento centralizado tenha uma relação mais próxima com as distribuidoras para incentivar a inserção eficiente dos RED. Entender as necessidades das distribuidoras e passar a representar as redes de distribuição, mesmo que simplificada, nos modelos de expansão, são exemplos de interações que devem ser buscadas.

Maior acesso a dados

Conforme discutido anteriormente, o aprimoramento das metodologias passa por maior coleta e tratamento de dados. Nesse sentido, é primordial garantir que diferentes dados relacionados aos RED estejam disponíveis para o planejamento. Alguns exemplos são (i) dados de consumo e geração distribuída com *alto nível de detalhe*, (ii) dados de venda de equipamentos e veículos, (iii) levantamento do parque de edifícios existentes, (iv) atualização do BEU, (v) Pesquisa de Posse e Hábitos de consumo nos setores residencial, comercial e industrial, (vi) dados socioeconômicos atualizados e desagregados, e (vii) dados de infraestrutura de distribuição. Acordos entre instituições devem ser buscados para facilitar a troca de dados entre elas. Adicionalmente, as regras do programa de P&D da ANEEL poderiam ser alteradas para permitir projetos destinados exclusivamente ao levantamento de dados, o que ampliaria as possibilidades e recursos para esse fim. No caso da geração distribuída, as distribuidoras poderiam solicitar a permissão dos clientes para que os dados

de geração total dos inversores fossem disponibilizados – essa informação atualmente é desconhecida pela distribuidora e planejador, o que dificulta a realização de estudos sobre a inserção da GD.

Legislação flexível para acomodar inovações

Ao contrário da infraestrutura convencional de geração, transmissão e distribuição, os RED podem se atualizar rapidamente. Diferentes tecnologias, associadas a maior conectividade e digitalização do setor, podem proporcionar inovações em termos de modelos de negócio e soluções que são difíceis de prever atualmente. Nesse sentido, o modelo setorial precisa ser construído com definições amplas, que permitam inovações acontecerem. Por exemplo, ao buscar o atendimento de uma necessidade de capacidade ou flexibilidade, a contratação não deveria especificar a fonte ou tecnologia para suprir essa demanda. Deveriam fazer parte das instruções apenas os requisitos de atendimento, por exemplo, tempo de rampa, disponibilidade mensal, período contínuo máximo, o que permitiria a participação de diferentes soluções.

Monitorar de perto o desenvolvimento do mercado e se preparar para o inesperado

Os RED têm potencial para se desenvolverem acima de qualquer projeção. Isso já foi verificado em diversos países, quando a inserção da geração distribuída superou as expectativas. No Brasil, ano após ano, também temos visto o mercado de GD se desenvolver acima das projeções. Portanto, é preciso monitorar com atenção o desenvolvimento do mercado dos RED, e qualquer subsídio (implícito ou explícito) deve ser acompanhado para que não haja incentivos que levem a grandes desequilíbrios financeiros. Idealmente, mecanismos de incentivo devem prever uma porta de saída ao atingir determinado nível de penetração da fonte. Isso poderia ser feito no Brasil com a política de net metering, por exemplo.

Considerar aspectos de cibersegurança e privacidade

O maior acesso aos dados dos consumidores e geradores faz parte das condições para o aprimoramento do planejamento e operação do sistema. Nesse contexto, crescem as preocupações acerca de temas como invasão de privacidade e segurança da informação. Isto porque a curva de carga de cada consumidor, em conjunto com os dados gerados por seus equipamentos, pode possibilitar, por exemplo, o conhecimento dos hábitos de cada família, ou se há ou não alguém em casa.

Portanto, essa é mais uma questão que precisa ser debatida e considerada nos aprimoramentos do modelo do setor elétrico e nas adaptações dos procedimentos de planejamento e operação do sistema.

Revisar modelo regulatório das distribuidoras

A inserção dos RED coloca em cheque o modelo convencional das distribuidoras. A remuneração com base no volume de energia vendida, por exemplo, não é compatível com a maior inserção da geração distribuída e eficiência energética, que reduzem o consumo na rede. Adicionalmente, os serviços de rede que historicamente dependiam de investimentos em infraestrutura convencional agora podem ser supridos de maneira mais custo-efetiva por RED. Nesse contexto, o modelo regulatório de distribuição deve ser aprimorado para permitir que as distribuidoras busquem maior eficiência nos investimentos e operação. Também é desejável reconhecer os custos com investimentos em infraestrutura de rede necessários à acomodação de geração distribuída, veículos elétricos e novas tecnologias ao determinar os níveis de remuneração da distribuidora. O desacoplamento de receitas capturadas do volume de energia vendida, *decoupling*, é um modelo para que as distribuidoras garantam a remuneração pelos investimentos e

operação da rede e removam desincentivos a ações de eficiência energética e geração distribuída na sua rede.

Explorar programas de eficiência energética e resposta da demanda baseados em economia comportamental

Distribuidoras americanas têm alcançado resultados interessantes ao aplicar conceitos de economia comportamental, psicologia e neurociência nos seus programas de resposta da demanda e eficiência energética. Nas ações, podem ser explorados (i) o “efeito vizinhança”, no qual o consumo do cliente é comparado com o de vizinhos similares, de modo que haja um incentivo para adotar melhores hábitos de consumo na comunidade; (ii) o conceito de “*gamification*”, que envolve elementos tipicamente encontrados nos videogames, como competição e busca por pontos, para aumentar a participação e engajamento em uma área específica; e (iii) o envio de mensagens por meio de mídias sociais ou e-mail, avisando que o preço de energia na região está mais alto que o usual (dando um viés econômico) ou informando que uma usina “suja” será ligada perto do consumidor se o uso de energia não diminuir (com viés ambiental). Esses são alguns exemplos comprovados internacionalmente, que exigem baixo investimento em infraestrutura, e poderiam ser mais explorados no país.

7.1. Quadro Resumo das Recomendações Metodológicas

Recomendações Gerais	Curto Prazo	Médio Prazo	Longo Prazo
Ambiente de mercado de isonomia	Implementação de preços horários no atacado; Igualdade no acesso às redes de transmissão; Tarifas multipartes para consumidores com geração distribuída	Tarifas multipartes para todos os consumidores; Sinais locacionais para geradores na distribuição; Tarifas de BT com diferenciação horária; Abertura ao mercado livre	Avaliação da possibilidade de contratos bilaterais entre consumidores e geradores distribuídos
Revisar subsídios e impostos nas tarifas de eletricidade	Revisão de subsídios	Revisão de Impostos	
Maior interação do planejamento com as distribuidoras	Compartilhamento dos dados topológicos das redes de distribuição com o planejamento da transmissão e expansão	Aplicação de um Planejamento Integrado de Recursos para atendimento da demanda	
Maior acesso a dados	Aumento da capacidade de processamento computacional; Convênios entre instituições para compartilhamento de dados; P&Ds para levantamento de dados	Instalação generalizada de medidores inteligentes	
Legislação flexível para acomodar inovações	Não especificação/restricção de tecnologias nas contratações de energia, capacidade e flexibilidade		
Monitoramento de mercado e mecanismos de saída	Avaliação do modelo de <i>net metering</i> com previsão de fim de subsídios cruzados	Acompanhamento de eventuais subsídios aos RED	
Considerar aspectos de cibersegurança e privacidade	Definição de protocolos de segurança		
Revisão do paradigma regulatório das distribuidoras	<i>Decoupling</i> e revisão do modelo de remuneração baseado em ativos.		
Programas de EE e RD baseados em economia comportamental	P&D para avaliação do potencial	Implementação dos programas	

Figura 12 - Quadro Resumo - Roadmap das recomendações gerais

8. Referências

ACHÃO, Carla C. L. (2003). **Análise da Estrutura de Consumo de Energia pelo Setor Residencial Brasileiro**. 2003.

BELL, Keith; GILL, Simon. Delivering a highly distributed electricity system: Technical, regulatory and policy challenges. **Energy Policy**, v.113, p.765-777, 2018.

CASTRO, N. e TOMMASO, F. **O Potencial Uso de Dados Geoespaciais do Consumo de Energia Elétrica como Vetor de Previsão da Demanda Residencial**. Canal Energia. 30 de maio de 2018. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53062822/o-potencial-uso-de-dados-geoespaciais-do-consumo-de-energia-eletrica-como-vetor-de-previsao-da-demanda-residencial> >

COLE, W. et al. Interactions of rooftop PV deployment with the capacity expansion of the bulk power system. **Applied Energy**, v.168, p.473-481, 2016. DAM, M. Adoption of battery storage by household consumers. Dissertação de Mestrado. Delft University of Technology. Novembro de 2016.

DECAROLIS, J. et al. Formalizing best practices for Energy system optimization modelling. **Applied Energy** v.194, p.184-198. 2017

EID, C., Reneses Guillén, J., Frías Marín, P., Hakvoort, R., 2014. The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. **Energy Policy** v.75, p.244-254.

EPE. **Nota Técnica DEA 19/14 Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos**, 2014.

FGV Energia. **Distributed Energy Resources**. Maio, 2016.

GROENEWEG, T. **Electric vehicle adoption and its impact on 2035 German power demand**. Dissertação de mestrado. Utrecht University. Junho de 2016.

HEFFNER, G. **Demand Response Valuation Frameworks Paper**. 2009. Global Energy Associates.

IEA [International Energy Agency]. **Energy Efficiency Market Report 2013 -- Market Trends and Medium-Term Prospects**. Paris. 2013.

KAGAN, N. et al. **Redes Elétricas Inteligentes no Brasil - Análise de Custos e Benefícios de um Plano Nacional de Implantação**. 1 ed. Brasília, Synergia. 2013.

KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass**. Dissertação de Mestrado—São Paulo, SP: Programa de Pós-Graduação em Energia, USP, 2014.

MILLS, A. et al. **Planning for a Distributed Disruption: Innovative Practices for Incorporating Distributed Solar into Utility Planning**. LBNL-1006047. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory. Agosto de 2016.

MINNESOTA DEPARTMENT OF COMMERCE. **Minnesota Value of Solar: Methodology**. Abril, 2014.

MIT. **Utility of the Future**. 2016.

MOMSEN, K. STOERK, T. From intention to action: Can nudges help consumers to choose renewable energy? **Energy Policy**, v. 74, p. 376-382, 2014.

MULLER, G. M. **Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo**

Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro. 2016. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro:UFRJ/COPPE.

NREL. **Valuing the Resilience Provided by Solar and Battery Energy Storage Systems.** Janeiro de 2018.

NREL. **The Distributed Generation Market Demand Model (dGen): Documentation.** Technical Report NREL/TP-6A20-65231. Fevereiro de 2016.

NREL. **Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System.** Technical Report NREL/TP-6A20-62447. Setembro de 2014.

NYISO. **Distributed Energy Resources Roadmap for New York's Wholesale Electricity Markets: A Report by the New York Independent System Operator.** Janeiro, 2017.

PACIFICORP. 2017. **Integrated Resource Plan Report.** 2017. Disponível em https://www.pacificorp.com/content/dam/pacificorp/doc/Energy_Sources/Integrated_Resource_Plan/2017_IRP/2017_IRP_VolumeI_IRP_Final.pdf.

PWC. **Use cases for Blockchain technology in Energy Commodity Trading.** Julho, 2017.

ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE. **The Economics of Battery Energy Storage.** 2015.

Disponível em: <https://rmi.org/insight/economics-battery-energy-storage/>

ROGERS, E. **The Diffusion of Innovations.** The Free Press, New York, USA, 5th edition, 2003.

STEWART, J. e CLEFF, P. **Are You Leaving Peak Demand Savings on the Table? Estimates of Peak-Coincident Demand Savings from PPL Electric's Residential Behavior-Based Program.** 2014. Disponível em: <http://www.oracle.com/us/industries/utilities/leaving-peak-demand-saving-3631931.pdf>

SUDARSHAN, A. **Nudges in the marketplace: The response of household electricity consumption to information and monetary incentives.** Journal of Economic Behavior & Organization, v.134, p. 320-335, 2017.

WALTON, R. **How Opower is pushing behavioral demand response into the mainstream.** 2015. Disponível em: <https://www.utilitydive.com/news/how-opower-is-pushing-behavioral-demand-response-into-the-mainstream/399790/>

WORLD ENERGY COUNCIL. **World Energy Trilemma-2017.** 2017. Disponível em https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/11/World-Energy-Trilemma-2017_Full-report_WEB.pdf