



Sistemas Energéticos do Futuro III

Relatório Final

Elaborado para a GIZ



Abril de 2022

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Por meio da:



Nº do Contrato: 83338036

Sumário

1	Introdução.....	8
1.1	Objetivo	9
1.2	Organização do relatório.....	10
2	Modelos Regulatórios.....	11
2.1	Visão Geral de REDs.....	11
2.2	Modelos de Negócio dos REDs	12
2.2.1	Geração Distribuída	12
2.2.1.1	Geração Distribuída – Condomínios Solares.....	13
2.2.1.2	Geração e Armazenamento Distribuídos para Co-otimização da Carga de Usuários e da Operação do Sistema	14
2.2.2	Armazenamento Distribuído.....	14
2.2.3	Resposta Da Demanda	15
2.2.3.1	Venda de Capacidade e de Resposta da Demanda.....	15
2.2.4	Veículos Elétricos	16
2.2.4.1	Modelo de Recarga Residencial	16
2.2.4.2	Modelo de Recarga em Locais Públicos	16
2.2.4.3	Modelo de Recarga em Locais Privados de Acesso Público	17
2.3	Modelos de Negócio das Distribuidoras.....	17
2.4	Experiência Internacional.....	20
2.4.1	Regulações Técnicas e os Impactos nas Jurisdições.....	21
2.4.2	Regulações Econômicas e os Impactos nas Jurisdições.....	23
2.5	Propostas de Modelos Regulatórios para o Brasil.....	27
2.5.1	Critérios de Avaliação	27
2.5.1.1	Regulação Técnica	27
2.5.1.2	Regulação Econômica.....	29
2.5.2	Propostas para o Setor Elétrico Brasileiro.....	30
2.5.2.1	Curto Prazo.....	30
2.5.2.2	Médio Prazo.....	33

2.5.2.3	Longo Prazo	35
3	Modelos de Difusão e Custos e Benefícios dos REDs	37
3.1	Custos e Benefícios dos REDs	37
3.1.1	Avaliação Qualitativa	37
3.1.2	Avaliação Quantitativa.....	38
3.2	Abordagem exógena de difusão	42
3.3	Abordagem endógena de difusão.....	45
4	Metodologia de Planejamento da Expansão e Estudo de Caso	47
4.1	Modelo Integrado para Planejamento de Expansão Endógena	47
4.1.1	Expansão do N1.....	48
4.1.2	Acoplamento entre N1-N2/N3	48
4.1.3	Expansão no N2/N3	49
4.1.4	Feedback N2/N3-N1	50
4.1.5	Critério de Convergência.....	51
4.2	Estudo de Caso.....	51
4.2.1	Premissas e Bases de Dados	52
4.2.1.1	Sistema no N1	52
4.2.1.2	Acoplamento N1-N2/N3.....	55
4.2.1.3	Sistema no N2/N3.....	57
4.2.2	Resultados do Estudo de Caso	65
5	Conclusões	72
6	Referências	74

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução histórica de mini e microgeração distribuída no Brasil.	8
Figura 2 – Produtos desenvolvidos no âmbito do projeto.	9
Figura 3 – Modelos de Negócios de Geração Distribuída	13
Figura 4 – Arquitetura de Modelos de Negócios de Condomínios Solares.....	13
Figura 5 – Arquitetura de GD+AD para Co-otimização da Carga de Usuários e da Operação do Sistema.....	14
Figura 6 – Modelos de Negócios de Armazenamento Distribuído.....	14
Figura 7 – Modelos de Negócios de Resposta da Demanda.	15
Figura 8 – Arquitetura de Venda de Capacidade e de Resposta da Demanda.....	15
Figura 9 – Abordagem de Veículos Elétricos com Modelo de Recarga Domiciliar	16
Figura 10 – Abordagem de Veículos Elétricos com Modelo de Recarga em Locais Públicos ...	17
Figura 11 – Abordagem de Veículos Elétricos com em Locais Privados de Acesso Público	17
Figura 12 – Estágios de Atuação da Distribuição conforme penetração de GD.....	18
Figura 13 – Propostas para o SEB no Curto Prazo.	30
Figura 14 – Propostas Regulatórias para o SEB no Médio Prazo.	34
Figura 15 – Propostas Regulatórias para o SEB no Longo Prazo.....	35
Figura 16 – Classificação dos métodos de quantificação de Custos e Benefícios.....	38
Figura 17 – Valoração dos Impactos dos REDs nos Serviços de Geração.	40
Figura 18 – Valoração dos Impactos dos REDs nos Serviços na Transmissão.....	40
Figura 19 – Valoração dos Impactos dos REDs nos Serviços na Distribuição.	40
Figura 20 – Valoração dos Impactos dos REDs nas Perdas Técnicas.	41
Figura 21 – Valoração dos Impactos dos REDs nos Serviços Ancilares.....	41
Figura 22 – Valoração dos Impactos dos REDs nos Custos Administrativos.	41
Figura 23 – Valoração dos Impactos dos REDs nos Custos Ambientais.	42
Figura 24 – Modelagem do Mercado Potencial e Modelagem da Dinâmica de Difusão.....	43
Figura 25 – Classificação das metodologias analisadas segundo eixos chave identificados.....	43
Figura 26 – Elementos da proposta metodológica - Planejamento da expansão endógena.....	47
Figura 27 – Objetivo do Planejamento no N2/N3.	49
Figura 28 – <i>Trade off</i> de expansão do modelo N2/N3.	49
Figura 29 – Gráfico esquemático da quantidade adicional de RED em cada iteração.....	51
Figura 30 – Visão Geral da Metodologia, Bases e Cadeia de Modelos.....	52

Figura 31 – Projeção da Anual da TUST consumo nas barras de fronteira do N1- N2/N3.....	56
Figura 32 – MUST nas barras de fronteiras das distribuidoras em 2030, em GW.....	56
Figura 33 – MUST nas barras de fronteiras das distribuidoras em 2035, em GW.....	57
Figura 34 – Ilustração de abordagem simplificada no N2 para uma rede de distribuição hipotética.....	58
Figura 35 – Proposta de representação de Alimentadores Equivalentes - Rede de MT/BT da Distribuidora.....	59
Figura 36 – Capacidade Instalada por distribuidora em 2030 (antes da expansão).	61
Figura 37 – Expansão da Geração e Interconexão em Capacidade Instalada - 2030 a 2035 – 1ª a 7ª Iteração.....	66
Figura 38 – Geração média por distribuidora, em %, 2030 – 1ª iteração.....	67
Figura 39 – Geração média por distribuidora, em %, 2035 – 1ª iteração.....	67
Figura 40 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2030, na 1ª a 7ª iteração.	68
Figura 41 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2035, na 1ª a 7ª iteração.	68
Figura 42 – Expansão Endógena dos REDs por distribuidora (em GW) – 1ª iteração.....	69
Figura 43 – Expansão Endógena dos REDs por fonte – 2030 a 2035 – 1ª a 7ª iteração.....	70
Figura 44 – Total de REDs (GW) por iteração no horizonte de análise (2030-2035).	70
Figura 45 – Custo Total de Expansão (Bilhões de Reais) por iteração.	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Benefícios e Desafios dos REDs.	11
Tabela 2: Modelo de Negócios das Distribuidoras. Fonte: [2]	20
Tabela 3: Aspectos Gerais do Uso de REDs nas Regulamentações dos Países.....	21
Tabela 4: Comparação de Aspectos Relacionados à Receita Regulatória	24
Tabela 5: Comparação de Aspectos Relacionados à Estrutura Tarifária	25
Tabela 6: Principais Impactos e Notas dos Modelos Seleccionados – Regulação Técnica	27
Tabela 7: Principais Impactos e Notas dos Modelos Seleccionados - Regulação Econômica	29
Tabela 8: Proposta 1 para o SEB – Curto Prazo.	31
Tabela 9: Proposta 2 para o SEB – Curto Prazo.....	31
Tabela 10: Propostas 3, 4 e 5 para o SEB – Curto Prazo.....	32
Tabela 11: Propostas 1 e 2 para o SEB – Longo Prazo.	35
Tabela 12: Resumo dos serviços providos pelos REDs isoladamente.	37
Tabela 13: Testes Tradicionais para avaliação de Custo-Benefício	38
Tabela 14: Tabela comparativa entre os modelos exógenos.....	44
Tabela 15: Quadro comparativo das metodologias endógena e mista.....	45
Tabela 16: Premissas de candidatos de geração (Referência de custos - 2019). Fonte: [106]	53
Tabela 17: Premissas de candidatos - Geração hidroeétrica (Referência de custos - 2019). Fonte: [106]	53
Tabela 18: Premissas de candidatos de interconexão (Referência de custos - 2019). Fonte: [106]	54
Tabela 19: Quantidade de barras, circuitos e alimentadores nas distribuidoras com alimentadores equivalentes.	59
Tabela 20: REDs Candidatos a Expansão por Distribuidora.....	61
Tabela 21: Premissas dos REDs Candidatos a Expansão – Valores para 2030-2035.....	63
Tabela 22: VE considerados representativos de toda a frota no estudo de caso.....	65

LISTA DE ABREVIACÕES

AD	Armazenamento Distribuído
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
ATD	Alta Tensão da Distribuidora
BDGD	Base de Dados Geográfica das Distribuidoras
BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i>
BRR	Base de Remuneração Regulatória
BT	Baixa Tensão
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidroelétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CP	Consulta Pública
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
CUSD	Contrato de Uso de Sistema de Distribuição
DPS	Distribuição Primária e Secundária
DSO	Distribuidora como operadora do sistema
DSP	<i>Distributed System Platform</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GTMSE	Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicle</i>
IDHM	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal
IDSO	Operador Independente do Sistema da Distribuidora
IOU	<i>Investor-Owned Utilities</i>
IPVA	Imposto Sobre Propriedade de Veículo Automotor
MR	Microrredes
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
MUSTc	Montante de Uso do Sistema de Transmissão dos Consumidores
NWA	<i>Non Wire Alternatives</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PDD	Plano de Desenvolvimento da Distribuição
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia

PMO	Plano Mensal de Operação
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PV	Painel fotovoltaico
RB	Rede Básica
RD	Resposta da Demanda
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	Resolução Normativa
REV	<i>Reforming the Energy Vision</i>
RIIO	<i>Revenue = Incentives + Innovation + Outputs</i>
RTP	<i>Real Time Pricing</i>
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISGD	Sistema De Análise De Geração Distribuída
SPARTA	Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários
TOU	Tarifa <i>Time of Use</i>
TUST	Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão
UTE	Usina Termoelétrica
UV	Usinas Virtuais
VDER	<i>Value of Distributed Energy Resources</i>
VE	Veículos Elétricos
V2G	<i>Vehicle to Grid</i>

1 INTRODUÇÃO

O crescimento dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) encabeça o remodelamento do setor elétrico mundial devido às revoluções tecnológica, econômica e socioambiental presentes e demandadas nos últimos anos. Os REDs que fazem parte dessa transformação do setor elétrico em geral são agrupados nas categorias de Geração Distribuída (GD), Armazenamento Distribuído (AD), Resposta pelo lado da demanda (RD), Microrredes (MR), Usinas Virtuais (UV) e Veículos Elétricos e estruturas de recarga (VE) e cada grupo se encontra em um processo de amadurecimento tecnológico e de difusão distinto.

À medida que os REDs são absorvidos pela sociedade, estes possuem a aptidão de alterar estruturalmente o modelo físico e regulatório do setor elétrico mundial. Semelhante ao observado no mundo, o setor elétrico brasileiro vem sentindo as alterações na sua estrutura nos últimos anos e testemunha a ruptura da sua constituição tradicional que era de um sistema centralizado de geração, com cargas de demanda passivas e fluxos unidirecionais fluindo da rede de transmissão para a rede de distribuição. Dentro do espectro de REDs, a GD fotovoltaica é o RED com maior representatividade no setor elétrico brasileiro, como pode ser observado na Figura 1.

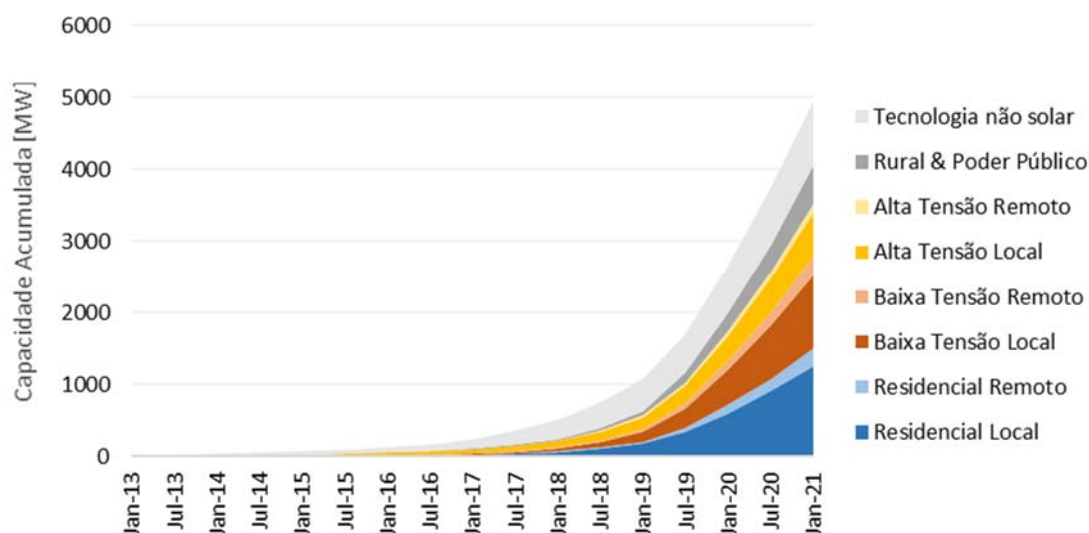


Figura 1 - Evolução histórica de mini e microgeração distribuída no Brasil.

Fonte: Elaboração PSR com dados de [1]

Unicamente pelo crescimento exponencial da GD fotovoltaica, os estudos relacionados à penetração do RED no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) já seria justificável. Considerando ainda que a penetração de outros tipos de RED se dará em um futuro próximo de acordo com o amadurecimento tecnológico, regulatório e econômico de cada recurso, a *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) GmbH solicitou o estudo sobre impactos da integração, em grande escala, dos REDs no sistema elétrico do Brasil – Sistema de Distribuição.

1.1 Objetivo

Nesse contexto, o escopo deste trabalho compreende a:

- Avaliação de modelos regulatórios para REDs nos distintos contextos de penetração e serviços;
- Avaliação da incorporação dos REDs nos modelos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

Os objetivos são alcançados através da execução de três produtos principais mostrados abaixo.



Figura 2 – Produtos desenvolvidos no âmbito do projeto.

O Produto 1, Modelos Regulatórios, subdividido em três produtos, tem como objetivo identificar os modelos regulatórios aplicáveis ao Brasil dada as melhores práticas, em âmbito mundial considerando a alocação de risco, atratividade e eficiência econômica entre os agentes, verificação de modelos de negócio aplicados a mercados com diferentes estruturas tarifárias que abordem tanto as tarifas tradicionais, que dispensam sinais tarifários, e com sinais de preço horários e sistemas de medição avançados.

O Produto 2, Modelos Computacionais, dividido em três subprodutos, tem por objetivo realizar uma análise comparativa de métodos e modelos aplicáveis à modelagem e simulação de

Recursos Energéticos Distribuídos (RED), incluindo geração distribuída, armazenamento atrás do medidor, resposta da demanda e veículos elétricos. Serão abordados para cada método e modelo recomendado, os requisitos de dados, vantagens, destacando limitações para a aplicação no Brasil.

O objetivo do Produto 3 – Estudo de Caso, também subdividido em três subprodutos, tem foco em montar uma metodologia que permita contemplar métodos estudados nos produtos anteriores no planejamento da expansão do sistema, e, então, aplicá-la em um estudo de caso.

Assim, este relatório (Relatório Final do *Projeto Sistemas Energéticos do Futuro II*) tem como objetivo principal resumir as atividades realizadas e desenvolvidas em cada subproduto indicado na Figura 2, destacando as principais conclusões e contribuições do projeto.

1.2 Organização do relatório

Este relatório é composto por 6 capítulos em que o capítulo 0 apresenta a visão geral do *Projeto Sistemas Energéticos do Futuro II*, destacando objetivos principais e produtos desenvolvidos. O capítulo 2 apresenta as propostas de modelos regulatórios aplicáveis ao Brasil dada as melhores práticas internacionais de acordo com a revisão da literatura. O capítulo 3 descreve os custos e benefícios dos REDs e os métodos de valoração, além do estado da arte de metodologias para contemplar a difusão dos REDs (enxógena e endógena) nos modelos de planejamento da expansão de geração, transmissão e distribuição. O capítulo 4 apresenta a proposição metodológica de planejamento da expansão com representação endógena dos REDs desenvolvida no escopo deste projeto, base de dados e premissas do estudo de caso, além de resultados da simulação. Por fim, no capítulo 5 apresentam-se as conclusões e no capítulo 6 indicam-se as principais referências bibliográficas.

2 MODELOS REGULATÓRIOS

2.1 Visão Geral de REDs

Não há uma única definição para o termo Recursos Energéticos Distribuídos (RED). De acordo com o MIT [2], eles podem ser definidos como qualquer recurso capaz de prestar serviços de energia localizados no sistema de distribuição. Os REDs incluem resposta da demanda, geração, armazenamento e dispositivos de controle de energia, se estiverem localizados e funcionarem no nível de distribuição. Esses recursos podem abranger também os veículos elétricos.

- **Resposta da Demanda:** Mecanismos utilizados para gerenciar o consumo dos clientes em resposta às condições de oferta, como por exemplo, a redução ou deslocamento do consumo de energia em momentos críticos através de pagamentos ou em resposta a preços de mercado.
- **Geração Distribuída:** Pequenas unidades geradoras conectadas aos sistemas de distribuição e instaladas em pontos próximos às unidades consumidoras.
- **Armazenamento Distribuído:** Sistemas de armazenamento, tipicamente de pequena escala, conectados na rede de distribuição com propósito de utilizar a energia armazenada em momento posterior.
- **Veículos Elétricos:** Veículos movidos inteira ou parcialmente pela energia armazenada em baterias internas recarregáveis cuja propulsão é realizada por meio de motores elétricos.

Com a presença e implementação de REDs podem ser criadas Microrredes e Usinas Virtuais. As microrredes são sistemas de distribuição com cargas e RED que podem ser operados de forma controlada e coordenada quando isoladas ou conectadas à rede de energia principal. [3] Já as usinas virtuais caracterizam-se por um conjunto de RED que são gerenciados virtualmente por um agregador capaz de despachar unidades geradoras, sistemas de armazenamento de energia, gerenciar redução de demanda de consumidores, comercializar energia no mercado atacadista e prestar serviços ancilares.[4][5]

A Tabela 1 indica alguns dos benefícios e desafios, em uma perspectiva qualitativa, associada a estes REDs [6] - [16].

Tabela 1: Benefícios e Desafios dos REDs.

	Geração Distribuída (GD)	Veículo Elétrico (VE)	Armazenamento Distribuído (AD)
BENEFÍCIO	Possibilidade de: • Menor expansão do sistema elétrico • Redução de perdas técnicas • Melhoria no perfil de tensão • Aumento da confiabilidade no sistema.	• Possibilidade de injeção de energia na rede (V2G).	• Aumento de confiabilidade e estabilidade do sistema e da qualidade de energia. • Capacidade de “aplainar” curvas de carga. • Mitigação do efeito da intermitência das fontes solar e eólica. • Possibilidade de menor necessidade de expansão do sistema.

DESAFIO	Possibilidade de: - Sobretensão - Mudanças bruscas na curva de carga (intermitência de fontes) - Difusão de harmônicos e desequilíbrio de tensão entre fases	- Necessidade de expansão do sistema elétrico. - Difusão de harmônicos e desequilíbrio de fases. - Aumento de pico de demanda e perdas. - Sobrecarga e redução de vida útil de equipamentos	- Ilhamento pode causar danos aos equipamentos das unidades consumidoras. - Tensão e frequência podem ser afetadas significativamente pela ação de ilhamento.
	Resposta da Demanda (RD)	Usina Virtual (UV)	Microrrede (MR)
BENEFÍCIO	Possibilidade de: - Menor necessidade de expansão do sistema. - Redução das perdas de energia. - Aumento de confiabilidade e estabilidade do sistema.	- Possibilidade de aumento de confiabilidade e estabilidade do sistema. - Mitigação do efeito da intermitência das fontes solar e eólica - Possibilidade de menor necessidade de expansão do sistema.	Possibilidade de aumento de confiabilidade e estabilidade do sistema.
DESAFIO	Necessidade de: - Atualização do parque de medidores. - Instituição de novas tarifas e/ou mercados. - Implementação de infraestrutura de comunicação	Necessidade de: - Atualização do parque de medidores. - Necessidade da instituição de novas tarifas e mercados. - Necessidade de implementação de infraestrutura de comunicação	- Ilhamento pode causar danos aos equipamentos das unidades consumidoras. - Tensão e frequência podem ser afetadas significativamente pela ação de ilhamento.

2.2 Modelos de Negócio dos REDs

A difusão de REDs nos sistemas elétricos gera a necessidade de ajustes nos modelos de negócios, com a possibilidade de múltiplos serviços serem transacionados pelos agentes. Neste trabalho, realizou-se uma análise detalhada dos modelos de negócio envolvendo GD, GD(+AD), AD, VE, RD, UV, MR. Nesta seção são apresentados diversos modelos, destacando, em alguns casos, a arquitetura de fluxo de serviços, informações e receita entre os agentes. Os fluxos de receitas, em particular, estão associados ao recebimento de taxas de assinatura ou de corretagem, concebidas de forma que economias de energia sejam compartilhadas, ou como taxas sobre pagamentos auferidos no mercado.

2.2.1 Geração Distribuída

Para a Geração Distribuída, especialmente, a solar fotovoltaica, identificaram-se cinco modelos de negócio, sendo três de GD e dois de GD (+AD) [17], conforme ilustrado na Figura 3.

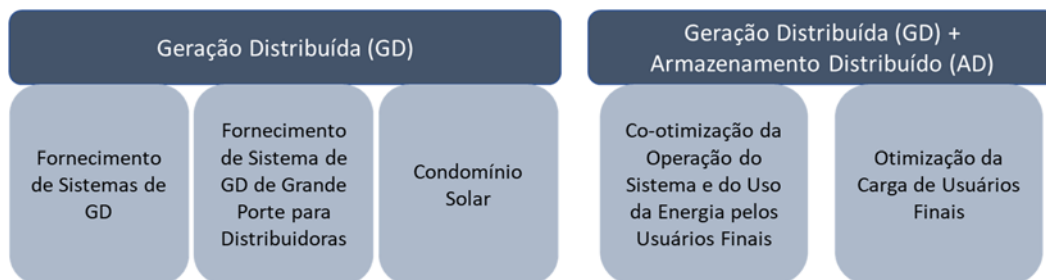


Figura 3 – Modelos de Negócios de Geração Distribuída

Sintetizam-se, a seguir, características da arquitetura de dois destes modelos, sendo um deles associado apenas à Geração Distribuída – referente aos Condomínios Solares – e outro relacionado à combinação da GD com o Armazenamento Distribuído, referente à co-otimização da carga de usuários e da operação do sistema.

2.2.1.1 Geração Distribuída – Condomínios Solares

Neste modelo, deseja-se aproveitar economias de escala na geração fotovoltaica e permitir que consumidores sem a possibilidade de instalar painéis solares em suas propriedades pudessem se beneficiar dos mecanismos de incentivos à geração distribuída. Os consumidores podem comprar os direitos de uma porção da geração da planta ou da receita com a venda da energia, geralmente comercializada em contratos de longo prazo. O condomínio solar, por sua vez, obtém receitas com a cobrança de taxas de corretagem aos consumidores com direitos sobre a planta. [5][17]

A Figura 4 ilustra o fluxo monetário, de serviços e informação entre os agentes envolvido neste modelo de negócios.

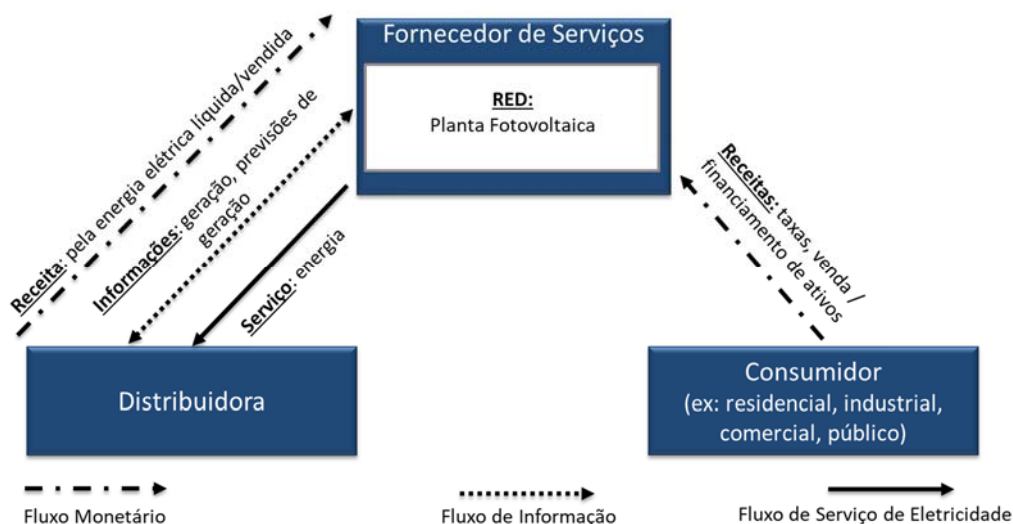


Figura 4 – Arquitetura de Modelos de Negócios de Condomínios Solares

Fonte: Adaptado de [17]

2.2.1.2 Geração e Armazenamento Distribuídos para Co-otimização da Carga de Usuários e da Operação do Sistema

Os sistemas que associam geração e armazenamento distribuídos são, usualmente, implantados em clientes residenciais, industriais, comerciais e/ou públicos. Com eles, os usuários podem (i) reduzir as faturas em função do aumento do autoconsumo; (ii) reduzir o uso da rede; (iii) participar dos mercados de energia ao proverem serviços ancilares e reservas operacionais, com possível mitigação das restrições de rede. [17] Essencialmente, as receitas são provenientes de venda ou do financiamento dos REDs, da cobrança de taxas de intermediação (corretagem) ou das iterações de mercado efetuadas em nome dos proprietários do sistema. Pode ocorrer também de as empresas que detêm os REDs receberem receita pela prestação dos serviços ancilares e compartilharem os ganhos com os usuários.

A Figura 4 ilustra o fluxo monetário, de serviços e informação entre os agentes envolvido neste modelo de negócios.

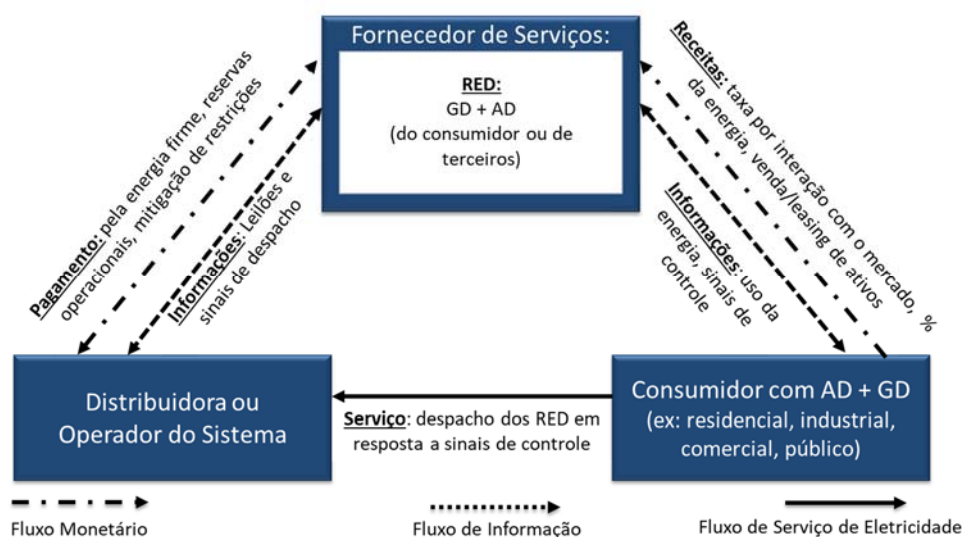


Figura 5 – Arquitetura de GD+AD para Co-otimização da Carga de Usuários e da Operação do Sistema
Fonte: Adaptado de [17]

2.2.2 Armazenamento Distribuído

De acordo com [17], existem três grandes grupos de modelos de negócios associados ao armazenamento distribuído, sendo que a principal característica que os diferencia é o nível de integração com a operação do sistema, conforme indicado na Figura 6.

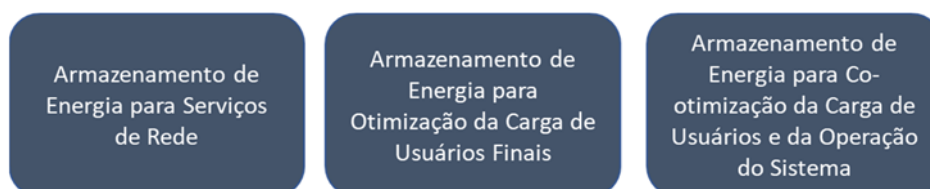


Figura 6 – Modelos de Negócios de Armazenamento Distribuído

Na experiência internacional, identificam-se duas arquiteturas de modelos de negócios associadas à resposta da demanda e à gestão da energia, conforme indicado na Figura 7.

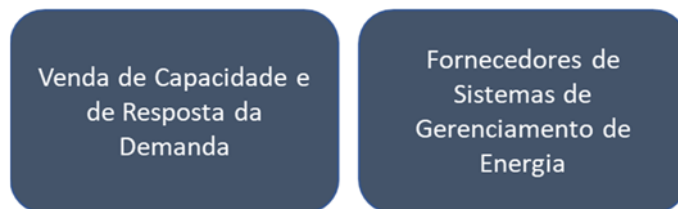


Figura 7 – Modelos de Negócios de Resposta da Demanda.

Sintetiza-se, a seguir, as características da arquitetura de um desses modelos de negócios.

2.2.3.1 Venda de Capacidade e de Resposta da Demanda

Grande parte do mercado de resposta da demanda e de sistemas de gerenciamento de energia pode ser enquadrado como modelos de “Venda de Capacidade e de Resposta da Demanda no Mercado”[17]. Neste modelo, as empresas geralmente possuem como público-alvo segmentos de clientes industriais, comerciais e públicos, uma vez que o tamanho mínimo da demanda ofertada e os custos de transação restringem a participação de consumidores residenciais.

Uma variante desse modelo é o de “Venda de Capacidade e de Resposta da Demanda para a Distribuidora”. Os clientes são consumidores de mercados verticalmente integrados e/ou cativos que vendem capacidade à distribuidora a preços definidos pela regulação. Neste caso, é comum haver um único operador ou agregador atuando em nome de cada empresa de distribuição. A presença deste único agregador, associada ao ambiente regulado em que este modelo se desenvolve, podem viabilizar a participação de clientes residenciais.

As receitas do modelo de negócios são obtidas pela cobrança direta da distribuidora ou do compartilhamento das economias ou receitas obtidas pelos clientes com a resposta da demanda e a venda de capacidade, conforme ilustrado na arquitetura ilustrada na Figura 8.

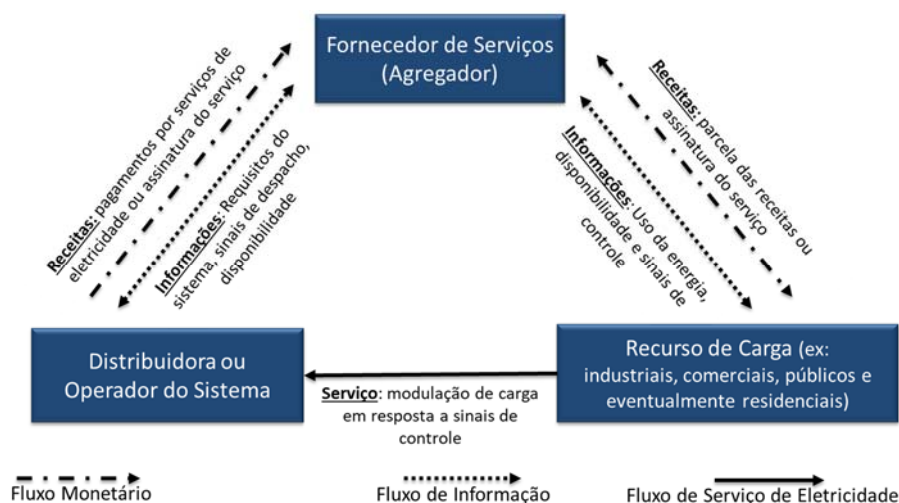


Figura 8 – Arquitetura de Venda de Capacidade e de Resposta da Demanda
Fonte: Adaptado de [17]

2.2.4 Veículos Elétricos

Os modelos de negócios da infraestrutura de recarga para VE podem ser definidos conforme: (i) o tipo de propriedade da estação de recarga (se privada ou pública); (ii) o tipo de acesso a esta estação e (iii) a potência de carregamento [18][19]. Nesta seção, são descritos os modelos de negócios mais frequentes associados a veículos elétricos.

2.2.4.1 Modelo de Recarga Residencial

Neste modelo, o usuário é responsável pela compra e pela instalação da infraestrutura de recarga, cuja potência é baixa [19] e deve reportar à distribuidora o número de pontos de recarga na residência, sua capacidade instalada e de conexão [18]. A depender da estrutura de mercado aplicada na área de concessão, há a figura de um agente intermediário dado por um varejista, que compra e revende a energia e a disponibilidade do fio para o usuário do VE. Neste caso, o varejista paga as tarifas de rede regulamentadas para a distribuidora e pode adquirir energia no mercado livre. Conforme indicado pelo esquema da Figura 9, o usuário do VE, por sua vez, vende a energia através de um contrato com tarifas (volumétricas, de demanda e/ou fixas) que devem incentivar a recarga fora do horário de pico, sendo necessário o uso de medidores inteligentes para o fornecimento de informações de energia consumida de hora em hora e tempo de conexão [18].

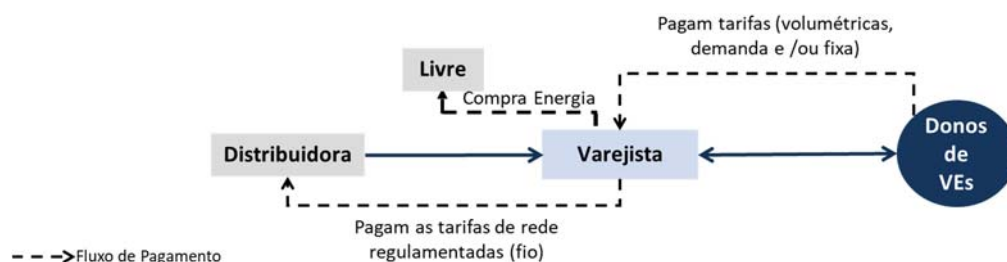


Figura 9 – Abordagem de Veículos Elétricos com Modelo de Recarga Domiciliar

2.2.4.2 Modelo de Recarga em Locais Públicos

A infraestrutura de recarga é disponibilizada pelo poder público ou pelas distribuidoras, para que os VE possam ser carregados mediante a cobrança de tarifas. Geralmente, neste modelo, o agente intermediário é um agregador que pode ter vários contratos diferentes e, assim, se beneficiar de economias de escala. Neste caso, o agente deve ter acesso aos pontos de recarga públicos sem discriminação ou monopólio por parte do operador do serviço de distribuição. [18]

O agente intermediário geralmente adquire a disponibilidade da distribuidora por meio de tarifas reguladas e a energia no mercado livre. A cobrança para os usuários deve ser por meio da combinação de tarifas volumétricas variáveis no tempo e de demanda, com o objetivo de refletir os custos de rede e os preços de mercado da energia. [18]

O modelo de recarga em locais públicos é sintetizado na Figura 10.

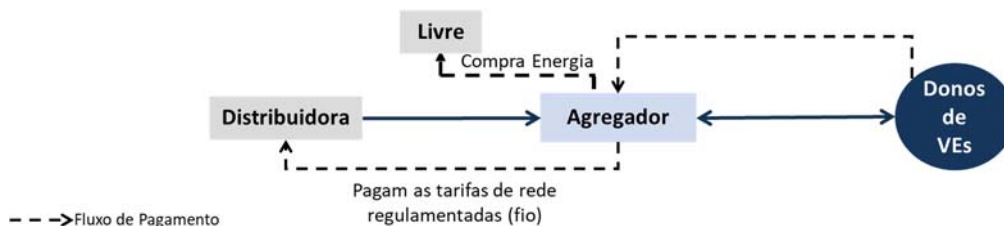


Figura 10 – Abordagem de Veículos Elétricos com Modelo de Recarga em Locais Públicos

2.2.4.3 Modelo de Recarga em Locais Privados de Acesso Público

Em locais privados de acesso público, o serviço pode ser oferecido em postos ao longo das rodovias (recarga rápida), em estacionamentos pagos ou no local de trabalho do usuário do VE. A infraestrutura de recarga nesses locais pode ter equipamentos de armazenamento ou conversores de energia, com o objetivo de fornecer opções de recargas rápidas a preços competitivos em horários de pico.

Neste modelo, observa-se a figura do Operador ou Administrador da estação de recarga, que é responsável pela infraestrutura e serviços de gerenciamento integrado. Geralmente, este agente tem um contrato para pagamento pela disponibilidade da rede e energia com o varejista. O pagamento do administrador é baseado na energia consumida e na demanda de pico medidas por um medidor inteligente. Além de tarifas de energia e/ou demanda, há modelos de negócios que incluem taxas de estacionamento do usuário de VE.

O fluxo de pagamento deste modelo de negócio e agentes envolvidos são indicados na Figura 11.

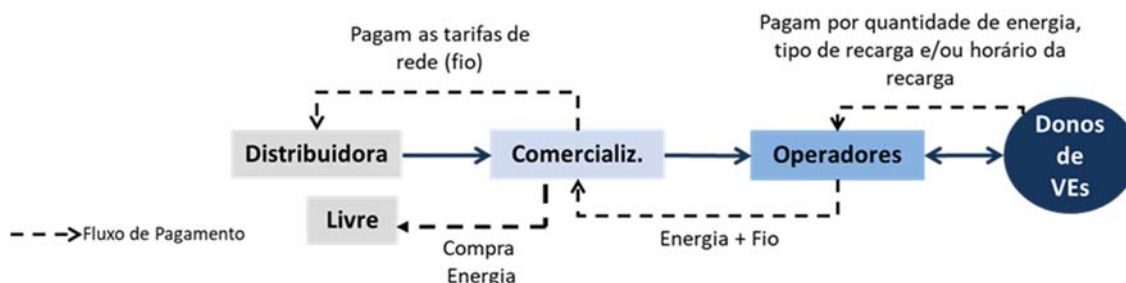


Figura 11 – Abordagem de Veículos Elétricos com em Locais Privados de Acesso Público

2.3 Modelos de Negócio das Distribuidoras

A difusão de REDs introduz a possibilidade de múltiplos serviços serem transacionados pelos agentes e, consequentemente, oportunidades e desafios de alterações nos modelos de negócios para as distribuidoras.

No que concerne à integração de RED ao sistema de distribuição, em [21] identificam-se três estágios possíveis de atuação da distribuidora de energia elétrica à medida que a penetração de RED, especialmente a geração fotovoltaica, aumenta e se torna mais relevante para o sistema, conforme apresentado na Figura 12.

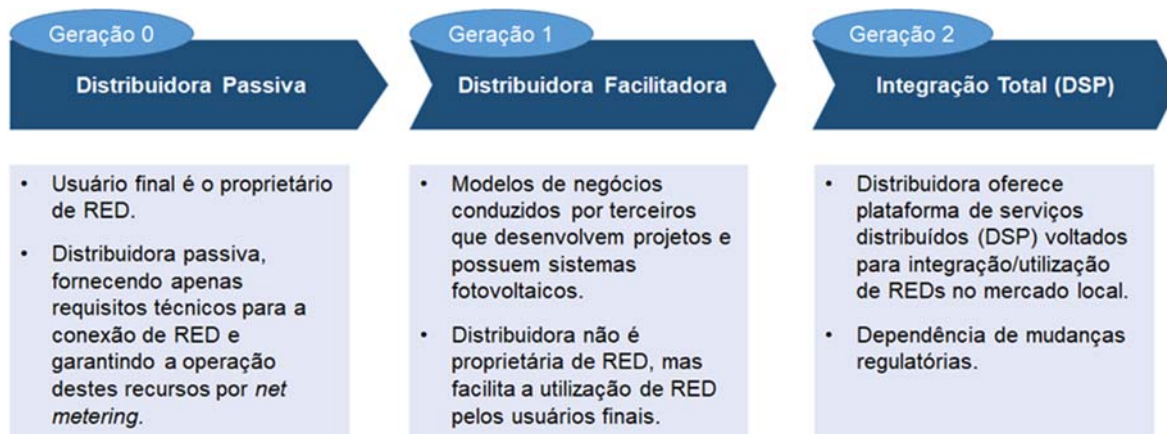


Figura 12 – Estágios de Atuação da Distribuição conforme penetração de GD

Quanto ao papel da distribuidora em estações de recarga de veículos elétricos, em [13] analisam-se possibilidades de atuação da distribuidora e identificam-se os seguintes modelos:

- **Distribuidora Facilitadora**, em que a distribuidora apenas fornece a infraestrutura de rede e serviços de medição e faturamento.
- **Distribuidora Gerenciadora**, em que a distribuidora expande seu papel sendo responsável pelo fornecimento de infraestrutura de rede elétrica e pela orientação e coordenação do processo de recarga com o objetivo de otimizar a operação da rede.
- **Distribuidora Provedora/Provedora Exclusiva**, em que a distribuidora é proprietária da estação de recarga e realiza a operação e manutenção dos equipamentos de recarga, além de ser responsável pelo fornecimento da energia elétrica. No que tange à competição e possibilidade de participação de terceiros, este modelo pode fazer com que a distribuidora seja o único agente autorizado a atuar no segmento de estação de recarga.

Em relação às suas funções, a distribuidora pode realizar tanto a operação da rede de distribuição como a coordenação dos despachos de RED, uma vez que possui conhecimento sobre a rede. Dentro deste contexto, poderia ser criada uma plataforma de serviços distribuídos (*Distributed System Platform* - DSP)[20], que tornaria o papel das distribuidoras mais ativo em relação à integração dos RED ao sistema.

Em relação aos papéis e responsabilidades da distribuidora de energia elétrica, em [2] é analisada a aplicação de modelos de negócios centrais e modelos alternativos derivados.

- **Distribuidora como operadora do sistema (DSO)**
 A distribuidora é encarregada pela implementação e manutenção da rede de distribuição, pela operação do sistema, coordenação dos despachos de RED, pela criação e operação de plataformas de mercados voltadas para contratação e aquisição de serviços de RED para o sistema. Ao resultar em transações competitivas e transparentes, a atuação da distribuidora pode revelar diferenças de preço entre soluções tradicionais de investimentos em rede e aquelas que utilizam RED, o que permitirá à distribuidora efetivamente desbloquear o potencial dos recursos distribuídos para reduzir custos e aumentar o desempenho do sistema.

➔ Benefícios:

- o Economia de Escopo, uma vez que a distribuidora fica responsável pela propriedade, pelo planejamento e pela operação da rede.
- o Possibilidade de avaliação do custo-benefício de REDs versus tecnologias tradicionais.

➔ Desafios:

- o Necessidade de supervisão do mercado para garantir a transparência e competitividade em processos de contratação de RED.
- o Risco de a distribuidora obter vantagens competitivas em relação aos provedores de serviços de RED devido ao conhecimento de sua rede (assimetria de informação).

- **Modelo do Operador Independente do Sistema da Distribuidora (IDSO)**

Consiste na criação de um agente independente responsável pela: (i) operação e planejamento da rede de distribuição e (ii) contratação de serviços de RED para a distribuidora.

No que tange ao papel da distribuidora, essa é a proprietária da rede e responsável apenas pela construção e manutenção dos ativos. Neste modelo de negócios, a distribuidora e suas subsidiárias estariam livres para participar de atividades competitivas, incluindo a propriedade de RED.

➔ Desafios:

- o Criação de um novo agente independente destinado à operação e ao planejamento da rede, que limita a economia de escopo entre instalação, propriedade, manutenção, operação e planejamento do sistema de distribuição.
- o Dificuldade e complexidade de operar redes de distribuição.
- o Divide a responsabilidade de fornecer qualidade de serviço essencial entre o IDSO (responsável pelo planejamento e decisões operacionais) e a distribuidora (responsáveis pela manutenção)

- **Distribuidora Verticalizada:** *Atualmente não aplicável ao contexto brasileiro.*

Este modelo consiste na distribuidora ser proprietária e responsável pela rede de distribuição e pelo mercado voltado para contratação e aquisição de serviços para o sistema. Além disso, neste modelo, a distribuidora pode atuar nos segmentos de transmissão, geração e ser responsável pela comercialização de energia e serviços.

Destaca-se em [2] que a atuação verticalizada da distribuidora impossibilita a realização de uma análise imparcial em relação à utilização de soluções tradicionais ou baseadas em RED, uma vez que estes têm o potencial de competir diretamente com a comercialização, geração e transmissão.

- **DSO + Operador Independente de Mercado**

Criação de um agente independente responsável apenas pelo estabelecimento e operação da plataforma de mercado de serviços de distribuição, incluindo serviços de RED, como alternativa aos modelos de Operador do Sistema de Distribuição e o de

distribuidora verticalmente integrada. Esta abordagem consiste em fazer com que a distribuidora permaneça com a função de planejar, manter e operar seu sistema de distribuição, deixando com terceiros a responsabilidade de criar e gerenciar o mercado para transação de serviços de RED.

A Tabela 2 resume os modelos de negócio descritos em [2].

Tabela 2: Modelo de Negócios das Distribuidoras. Fonte: [2]

Atuação da Distribuidora	Operadora do Sistema	Operador Independente do Sistema (IDSO)	Distribuidora Verticalizada	DSO + Operador Independente de Mercado
Operação e Planejamento da Rede de Distribuição	✓	-	✓	✓
Investimento e Manutenção da Rede de Distribuição	✓	✓	✓	✓
Coordenação do Despacho de RED	✓	-	✓	✓
Operação Plataforma de Mercado de RED	✓	-	✓	-
Venda de Energia e Outros Serviços (incluindo RED)	✓*	✓	✓	✓*

* Via Subsidiárias

Além de adaptações nos modelos de negócios, o marco regulatório deve contemplar o reconhecimento jurídico da existência dos modelos de negócios e dos agentes envolvidos, assim como dos seus direitos e obrigações. Destaca-se ainda que são fundamentais as adequações regulatórias no contexto de difusão e integração dos REDs. A necessidade de repensar preceitos regulatórios e até mesmo a estrutura tarifária vigente está relacionada a diversos aspectos, dentre os quais destacam-se:

- A queda no consumo de energia e a receita das distribuidoras com o aumento da eficiência energética e difusão de REDs;
- A maior incerteza nas projeções com mudanças contínuas nos *drivers* de custos em função da difusão de REDs.
- A remuneração centrada em ativos (CAPEX) ao invés de em *Non Wires Alternatives* (NWA).

2.4 Experiência Internacional

A crescente difusão dos RED tem exigido adequações no ambiente regulatório, de maneira a garantir a integração destes recursos à rede e o funcionamento dos novos modelos de negócios. Diante deste cenário, avaliam-se as experiências internacionais referentes aos modelos regulatórios e às políticas de difusão sobre a integração da Geração Distribuída; do Armazenamento Distribuído; da Resposta da Demanda; de Microrredes; das Usinas Virtuais e

dos Veículos Elétricos. A análise é feita para uma amostra de 11 jurisdições de países desenvolvidos e emergentes. A amostra compreende: Alemanha, Reino Unido, Califórnia (EUA), Nova Iorque (EUA), Austrália, Chile, Espanha, Itália, México, Colômbia e Índia.

O estudo da experiência internacional mostrou diferentes resultados dos modelos regulatórios adotados em cada país. Em geral, as regulações técnicas impactam o grau de difusão dos RED e o sistema elétrico, o que, consequentemente, afeta os serviços prestados ao consumidor. Já as práticas econômicas mostraram ter efeitos tanto sobre o nível de disseminação dos RED e do uso eficiente da rede, quanto sobre a sustentabilidade financeira das distribuidoras e as tarifas dos consumidores.

2.4.1 Regulações Técnicas e os Impactos nas Jurisdições

O estágio atual em relação aos aspectos gerais que são permitidos nas regulamentações de cada país quanto ao uso dos RED é apresentado na Tabela 3.[23]-[39]

Tabela 3: Aspectos Gerais do Uso de REDs nas Regulamentações dos Países.

		Alemanha	Reino Unido	Califórnia	Nova Iorque	Austrália	Chile	Índia	México	Colômbia	Espanha	Itália
GD	Auto consumo	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Injeção de energia na rede	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
AD	Auto consumo	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	o	✓	✓	✓
	Injeção de energia na rede	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x	o	✓	✓
	Serviços ancilares	✓	✓	✓	✓	✓	o	x	x	x	o	o
VE	Recarga residencial com medidor exclusivo	✓	✓	x	✓	x	x	x	✓	o	✓	x
	Injeção de energia na rede (V2G)	o	O	o	o	-	x	x	x	x	o	o
RD/UV	Regulamentação para agregadores	✓	✓	✓	✓	o	-	x	-	✓	o	o
MR	Regulamentação	o	-	o	o	o	o	o	o	o	-	-

Legenda: (✓) – RED / serviço identificado / praticado no país; (x) – RED / serviço não praticado no país; (o) – RED / estágio inicial/ serviço em fase de testes / projeto piloto; (-) – RED / serviço não identificado para o país.

Em geral, os países desenvolvidos possuem regulamentações mais avançadas do que nos países emergentes, o que favorece a integração dos RED em níveis mais elevados de difusão. Alemanha, Reino Unido, Califórnia e Nova Iorque, por exemplo, já possuem regulamentação para atuação de agregadores. No caso dos países emergentes, destacam-se a Colômbia, pela existência de uma

regulamentação para agregadores, e o Chile, pela recente regulamentação que possibilita a prestação de serviços ancilares por RED (Tabela 3). Por outro lado, no Chile, a ausência de procedimentos de permissão, padrões técnicos e regras de conexão à rede representa barreiras à ampla adoção de geração distribuída. Já no México, falta um conjunto uniforme nacional de certificação e instalação com requisitos e processos padronizados de equipamentos relacionado ao RED.

Na Austrália, onde a difusão dos RED impôs importantes desafios à rede local, como problemas crescentes de não conformidade de tensão, a regulação técnica tem exigido inversores com capacidade de resposta Volt-Watt e Volt-Var como requisito para conexão à rede por novos sistemas de recursos distribuídos, o que contribui para reduzir a necessidade da restrição à exportação de energia, frequentemente adotada pelas distribuidoras para garantir a segurança da rede. [40] Outra importante prática técnica adotada devido à elevada difusão de RED, especialmente nas redes de baixa tensão, é a interface de conexão realizada por equipamento de eletrônica de potência na Alemanha, cuja regulação é mais rigorosa quando comparada às práticas em outros países europeus. Este equipamento deve seguir estratégias de controle dos inversores que garantem potência ativa e reativa.

As jurisdições analisadas dos Estados Unidos também estão entre as que apresentam melhores práticas de regulação técnica. Na Califórnia e em Nova Iorque os procedimentos de regulação técnica aplicados à geração distribuída tiveram início em 1999 e têm sofrido alterações à medida que a capacidade instalada de RED aumenta.

No caso da Califórnia, não há limites para o tamanho dos sistemas de geração distribuída, mas é exigido que os sistemas de geração distribuída instalados na área de atuação das distribuidoras sejam dimensionados de acordo com a carga dos usuários. A regulação técnica da Califórnia também exige, desde 2014, que todos os novos sistemas conectados às redes das IOU (*Investor-Owned Utilities*) utilizem inversores inteligentes com maior capacidade de suportar distúrbios na rede e capazes de realizar atividades relacionadas ao controle de Volt-Var e Volt-Watt. Além disso, foi exigido, em 2019, que todos os inversores tivessem capacidade de se comunicar e ser controlado pela distribuidora ou agregador.

Em relação à experiência de Nova Iorque, a regulação técnica desenvolvida na jurisdição tem sofrido mudanças à medida que a difusão de RED aumenta. No entanto, as mudanças aplicadas em Nova Iorque se encontram em um estágio menos avançado do que na Califórnia. No que se refere ao tamanho dos sistemas contemplados pela geração distribuída de Nova Iorque, estes foram ampliados de 2 para 5 MW durante o ano de 2016. Esta ação fez com que as aplicações para conexão de GD aumentassem consideravelmente na jurisdição. A instalação de inversores inteligentes não é obrigatória nos sistemas instalados na área de atuação das distribuidoras de Nova Iorque. Além disso, o armazenamento de energia foi regulamentado na jurisdição a partir de 2018.

Quanto aos impactos no sistema elétrico, a maioria das jurisdições analisadas apresentou melhorias na qualidade do serviço prestado quando da difusão dos recursos energéticos distribuídos. Na Alemanha, Reino Unido, Austrália, México, Índia e na Califórnia houve

aumento na confiabilidade da rede. As empresas de rede (IOU) na Califórnia, por exemplo, apresentaram medidas de confiabilidade superiores à média norte americana.

Destaca-se também a jurisdição de Nova Iorque, cujas alternativas *Non-Wire Alternatives* (NWA) contribuíram para a redução da demanda de pico e os RED ainda não geraram impactos negativos significativos sobre o sistema elétrico. Adicionalmente, os RED, especialmente sistemas de armazenamento, microrredes e programas de resposta da demanda, têm possibilitado melhorias na qualidade dos serviços prestados ao tornarem as redes mais resilientes a efeitos climáticos e atípicos na Austrália, Colômbia, Califórnia e Nova Iorque.

Já no Chile, o aumento da capacidade de geração de energia limpa intermitente em conjunto com a redução da demanda por energia da rede gerou necessidade de cortes na geração de algumas usinas de energia renovável. Na Itália, as usinas de grande escala provocaram problemas de congestionamento nas linhas de transmissão e instabilidade na rede de distribuição. [26]

O congestionamento na rede ou problemas de conformidade de tensão em locais onde há elevada difusão de RED já vem ocorrendo em países como Alemanha, Itália e Austrália. Neste último, programas como o *Moving to a Two Sided Market* visam, entre outras medidas, tornar o mercado australiano efetivamente bidirecional e encerrar a necessidade de restrição atual do nível de eletricidade pelo qual o RED pode exportar para a rede.

2.4.2 Regulações Econômicas e os Impactos nas Jurisdições

Para assegurar maior confiabilidade e flexibilidade da rede, os reguladores de jurisdições como Alemanha, Austrália, Itália e Califórnia apontam a relevância de mecanismos que garantam a sustentabilidade financeira das distribuidoras em um contexto de queda de consumo e da necessidade de elevados investimentos para adaptar a rede à maior presença de RED. Importantes mecanismos utilizados pelos reguladores são o *Revenue-Cap* e o *decoupling*.

Por outro lado, esses regimes têm resultado em aumentos nas tarifas dos consumidores, como verificado principalmente na Alemanha e na Califórnia. Em particular, elevados investimentos reconhecidos na receita permitida das empresas de rede californianas estão onerando sobremaneira os usuários da rede. Tais investimentos têm sido executados para aumentar a confiabilidade dos serviços, diante da alta complexidade e imprevisibilidade da rede devido à significativa penetração de RED na jurisdição.

Observou-se aumento nas contas dos consumidores também na Austrália, Itália e Colômbia. O próprio regulador de Nova Iorque avalia que o uso de *decoupling* em conjunto com tarifas volumétricas pode onerar os consumidores que não possuem RED, especialmente os de baixa renda. Para mitigar este efeito, são aplicadas tarifas que possuem componentes fixas.

Nesta jurisdição, a política do *Reforming the Energy Vision* (REV)¹ que busca o estímulo a alternativas de RED (*Non-Wire Alternatives*) em detrimento dos tradicionais gastos de capital,

¹ Política que busca promover o uso de RED nos sistemas de energia elétrica modificando a maneira com que as distribuidoras planejam e investem em seus sistemas elétricos.

através do protagonismo adotado pelas distribuidoras, reduziu a diferença entre as tarifas da jurisdição e as tarifas médias nacionais. O uso de NWA também é considerado nos incentivos aplicados pelo regulador da Califórnia e na avaliação de novos investimentos na Austrália.

O regime regulatório RIIO², aplicado pelo OFGEM no Reino Unido, tem obtido sucesso na difusão dos RED, na melhoria da sustentabilidade financeira das distribuidoras e do sistema elétrico. Na Espanha, o modelo de rede de referência combinando os modos *brownfield* e *greenfield* contribui para a redução de custos por parte da distribuidora e não conduz a um descolamento entre a rede da distribuidora e a rede ideal. Um importante fator na regulação espanhola é o reconhecimento de novos investimentos necessários para a inclusão de energias renováveis e a digitalização da rede na receita permitida das distribuidoras.

Os principais aspectos relacionados à definição da receita regulatória em cada país analisado são mostrados na Tabela 4. [41]-[53]

Tabela 4: Comparação de Aspectos Relacionados à Receita Regulatória

	Regime de Regulação	Ciclo (anos)	Reconhece Custos	Influência dos REDs nos custos	Equalização CAPEX/ OPEX	Abordagem OPEX	Mecanismo de incerteza
Alemanha	<i>Revenue Cap</i>	5	Plurianual	Baixa	Não	<i>Backward Looking</i>	Não
Reino Unido	<i>Revenue Cap</i>	8	Plurianual	Alta	Sim	<i>Forward Looking</i>	Sim
Califórnia	<i>Revenue Cap</i>	3	Anual	Alta	Não	<i>Forward Looking</i>	Sim
Nova Iorque	Híbrido ³	3	Plurianual	Alta	Não	<i>Forward Looking</i>	Sim
Austrália	<i>Revenue Cap</i>	5	Plurianual	Alta	Sim	<i>Forward Looking</i>	Não
Chile	<i>Price Cap</i>	4	Plurianual	Alta	Não	<i>Forward Looking</i>	Não
Índia	<i>Rate of Return</i>	5	Plurianual	-	Não	<i>Backward Looking</i>	Não
México	<i>Rate of Return</i>	3	Anual	-	Não	<i>Backward Looking</i>	Não
Colômbia	<i>Revenue Cap</i>	5	Plurianual	-	Não	<i>Backward Looking</i>	Não
Espanha	<i>Revenue Cap</i>	6	Plurianual	Alta	Não	<i>Forward Looking</i>	Não
Itália	Híbrido ⁴	8	Anual	Alta	Não	<i>Backward Looking</i>	Não

Observa-se maior presença de modelos com *Revenue-Cap*, em uma abordagem *Forward Looking*, com custos plurianuais reconhecidos na tarifa e ciclos tarifários de 5 anos. Ademais, apenas o Reino Unido aplica uma abordagem TOTEX, voltada para uma equalização dos incentivos entre CAPEX e OPEX, e alguns países como Itália e Austrália estudam a implantação desta abordagem.

² Revenue = Incentives + Innovation + Outputs.

³ Custo do Serviço + Performance Based Rate

⁴ Price Cap + Rate of Return

A influência dos RED nos custos de rede, em geral, é mais alta nos países desenvolvidos, exceto na Alemanha, onde a consideração de parâmetros de GD são apenas opcionais nos modelos de *benchmarking*. Já para os países emergentes, não há influência dos RED nos custos de rede, exceto no caso do Chile onde a GD é levada em consideração para a projeção do modelo de rede de referência.

Por sua vez, os mecanismos de incerteza para mitigação de erros de projeção são empregados apenas no Reino Unido, na Califórnia e em Nova Iorque de forma associada às alterações causadas pela difusão dos REDs, como é o caso do *decoupling* nas jurisdições dos Estados Unidos. Países como Alemanha e Colômbia, por exemplo, realizam ajustes anuais nos investimentos para considerar os desembolsos realizados pelas próprias distribuidoras, embora não seja possível afirmar que tais práticas foram adotadas devido ao RED. Apesar dos ajustes, as regulações nestes países adotam um esquema que não induz à eficiência, tendo uma característica similar à de custo do serviço.

Em relação à estrutura tarifária, conforme apresentado na Tabela 5 ([29],[45],[50]-[57][29]) observa-se a presença de componentes fixos/de demanda na maioria dos países, aplicados com o objetivo de redução dos subsídios cruzados causados pelo menor uso da rede por parte dos *prosumidores*. Na Austrália, a tarifa de demanda também é citada pela distribuidora como um mecanismo que pode melhorar o gerenciamento do consumo durante os horários de pico. No entanto, é importante ressaltar que a cobrança fixa não pode ser tão elevada a ponto de afastar a presença dos *prosumidores*, como na Espanha, e onerar consumidores de baixa renda.

Tabela 5: Comparação de Aspectos Relacionados à Estrutura Tarifária

		Alemanha	Reino Unido	Califórnia	Nova Iorque	Austrália	Chile	Índia	México	Colômbia	Espanha	Itália
Usuários da BT	Fixo	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓
	Volumétrica	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Demanda	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	-	-	✓	✓
	Excedente Reativo	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Temporal	Interr.	TOU	TOU CPP RTP	TOU	TOU	TOU	TOU	-	-	TOU	TOU
	Postos Tarifários	2	2 / 3	3	2 / 3	3	2	4	-	-	2 / 3	3
Usuários da MT/AT	Fixo	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓
	Volumétrica	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Demanda	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓

	Excedente Reativo	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Temporal	-	TOU	TOU CPP RTP Interr.	TOU	TOU	TOU	TOU	TOU	TOU	TOU	-
	Postos Tarifários	-	2 / 3	3/+	2 / 3	3	2	4	3	2	6	-

Legenda: Interrompível (Interr.), Time of Use (TOU), Critical Peak Pricing (CPP) e Real Time Pricing (RTP)

Quanto aos sinais temporais, a maioria dos países também os aplica, apresentando uma granularidade maior na média/alta tensão. Na Austrália, por exemplo, a aplicação de tarifas com sinalização temporal é defendida pela distribuidora Ausgrid para imputar os custos incorridos no sistema por cada usuário e sinalizar os benefícios causados pelo autoconsumo durante os horários de pico do sistema. Já na Alemanha, o IEA [58] sinaliza que, embora tarifas interrompíveis auxiliem no alívio da carga do sistema, a ausência de tarifas variantes no tempo pode impactar a implantação planejada da infraestrutura de recarga de veículos elétricos, enquanto a ausência de sinais locais na tarifa implica que *prosumidores* e agregadores não são estimulados a gerar e adquirir energia renovável em áreas cujas redes não estão congestionadas.

Para auxiliar no uso eficiente da rede também existem, atualmente, remunerações com sinais temporais e/ou locais para energia injetada, como é o caso do mecanismo VDER em Nova Iorque que possui ambas as sinalizações, incentivando o *prosumidor* a injetar energia na rede nos momentos e locais que a rede mais necessita. Outro exemplo, é o caso da tarifa *feed in* com sinalização temporal aplicada na Austrália.

Em função dos impactos dos REDs, alguns países desenvolvidos têm promovido ou sinalizado ajustes importantes no ambiente regulatório. Um exemplo é o modelo RIIO, que, embora apresentasse bons resultados, o regulador britânico já avaliava a necessidade de aperfeiçoamentos para o próximo ciclo tarifário, de forma a aumentar a eficiência das distribuidoras e, consequentemente, viabilizar uma maior redução das tarifas para os consumidores. A Itália também está adequando o seu modelo regulatório em função dos RED. O regulador italiano aponta para o uso de uma abordagem *Forward Looking* e do modelo de remuneração TOTEX para os próximos anos, além de considerar um mecanismo de incentivo à qualidade da informação (IQI) e o uso de menu de contratos. Já o regulador chileno considera uma mudança do regime *Price-Cap* para o *Revenue-Cap*, com o objetivo de possibilitar que as distribuidoras adaptem suas redes à crescente penetração dos RED, e a alteração do modelo de rede de referência baseado em uma rede virtualmente concebida a partir do zero para um modo *brownfield*, com vistas a promover projeções mais próximas à realidade dos ativos presentes na rede de cada distribuidora, que podem ter diferentes penetrações de RED.

Especificamente sobre impactos na rede, observa-se que países que tem apresentado problemas de congestionamento ou de conformidade de tensão em locais de elevada difusão dos RED sinalizam a necessidade de um modelo (ex: *Revenue Cap*) que permita à distribuidora realizar

os investimentos necessários, a fim de garantir a confiabilidade e a flexibilidade da rede, além da introdução de sinais locais na tarifa.

2.5 Propostas de Modelos Regulatórios para o Brasil

Nesta seção são apresentadas as propostas de adequação ao modelo regulatório do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), levando em consideração as melhores práticas internacionais e as ações regulatórias existentes no Brasil sobre os recursos de Geração Distribuída (GD); Armazenamento Distribuído (AD); Veículos Elétricos (VE); Resposta da Demanda (RD); Usinas Virtuais (UV) e Microrredes (MR).

Para analisar as melhores práticas internacionais, foram selecionados modelos (i) aplicados em países com arcabouços regulatórios mais adequados ao novo contexto de difusão de RED; e (ii) que apresentaram os melhores resultados quanto aos impactos no sistema elétrico, na tarifa dos consumidores, na sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras e na difusão dos RED. Os países foram escolhidos de acordo com seu desempenho em ações regulatórias de aspectos de natureza técnica ou econômica.

Para a análise da regulação técnica, os efeitos dos RED sobre a infraestrutura de distribuição foram avaliados separadamente, enquanto para a regulação econômica foi realizada uma análise global e, portanto, sem distinção por RED. Os modelos regulatórios dos países selecionados foram avaliados através de uma análise multicritério conforme, descrito na seção a seguir.

2.5.1 Critérios de Avaliação

2.5.1.1 Regulação Técnica

Os critérios adotados para avaliação dos modelos de regulação técnica são baseados em:

- Impactos que estas práticas têm gerado na **difusão dos RED** (capacidade instalada, unidades consumidoras, número de sistemas);
- Impactos gerados no **sistema de energia elétrica** (perfil de tensão, qualidade de serviço, fiscalização e monitoramento)

É atribuída uma nota de 0 a 100 para cada critério avaliado, conforme o potencial impacto de sua adoção no Brasil. Os critérios possuem peso igual para a nota final do modelo de regulação técnica avaliado, para cada país, segundo cada RED.

A Tabela 6 mostra as notas finais de regulação técnica para os países analisados segundo o RED.

Tabela 6: Principais Impactos e Notas dos Modelos Selecionados – Regulação Técnica

	GD	AD	VE	RD	UV	MR
Alemanha	87,5	100	93,7	87,5	100	93,7
Austrália	81,2	100	-	-	-	87,5
Califórnia	93,7	100	93,7	100	93,7	87,5
Nova Iorque	-	100	-	-	-	-

Reino Unido	-	-	100	93,7	-	-
Itália	-	-	-	-	93,7	-

Para a GD, foram avaliados Alemanha, Califórnia e Austrália. A Austrália apresentou uma nota de impacto no sistema elétrico inferior à dos demais países avaliados, devido à ausência de obrigatoriedade de inversores inteligentes e pela maior quantidade de impactos negativos causados à rede. Quanto ao impacto na difusão, Alemanha e Austrália receberam notas mais baixas que a Califórnia devido à limitação de injeção de energia, o que pode inibir o maior uso da GD.

Em relação ao Armazenamento Distribuído, foram avaliados Alemanha, Califórnia, Austrália, e Nova Iorque. Todos os países registraram notas máximas no impacto ao sistema elétrico, uma vez que só foram identificados impactos positivos para o uso desses sistemas. Além disso, as jurisdições analisadas também receberam nota máxima na difusão devido à quantidade relevante de AD que é utilizada em seus sistemas e da possibilidade do uso de armazenamento em serviços ancilares e em mitigação dos efeitos de eventos climáticos.

Quanto aos Veículos Elétricos, todos os países analisados - quais sejam: Alemanha, Califórnia e Reino Unido - receberam notas elevadas no impacto causado ao sistema elétrico, devido aos benefícios decorrentes das ações de *smart charging*⁵. No entanto, o Reino Unido se destaca com a nota máxima por já considerar a utilização de tecnologia *Vehicle to Grid* (V2G). No que diz respeito à difusão, todos os países receberam nota máxima por possuírem quantidades significativas de VE em seus territórios, onde há postos de recarga que podem ser explorados comercialmente e os usuários podem carregar seus veículos.

No caso da Resposta da Demanda, foram avaliados Alemanha, Califórnia e Reino Unido. Os impactos no sistema elétrico são positivos e todos os países receberam nota máxima, uma vez que este RED é responsável por prestar serviços ancilares e atuar em mercados de energia, aumentando a flexibilidade e a confiabilidade do sistema elétrico. Por sua vez, quanto aos impactos na difusão, a Alemanha recebeu notas inferiores por apresentar um modelo regulatório que dificulta a ação de agregadores e o Reino Unido recebeu notas superiores às da Alemanha por apresentar uma regulação mais consolidada e por impor menos barreiras à entrada de agregadores.

Para as Usinas Virtuais foram avaliados Alemanha, Califórnia e Itália. Os impactos causados pelas usinas virtuais ao sistema elétrico são bastante semelhantes aos observados para a resposta da demanda. No que diz respeito aos impactos na difusão dos países avaliados, foi atribuída nota máxima para a Alemanha devido ao seu longo histórico de regulação e ao fato do país ser líder na utilização de usinas virtuais ao registrar cerca de 55 agregadores cadastrados.

Em relação às microrredes, foram analisados Alemanha, Austrália e Califórnia. A Alemanha apresenta as maiores notas de difusão por possuir uma regulação que já reconhece a utilização

⁵ A recarga inteligente (*smart charging*) refere-se a um sistema em que o veículo elétrico e um dispositivo de carregamento compartilham dados e, por sua vez, o dispositivo de carregamento compartilha uma conexão de dados com um operador responsável por recarregar o veículo (Virta Global, 2020).

de microrredes em seu sistema elétrico. Em relação aos impactos no sistema elétrico, todos os países estudados apresentam nota máxima por utilizarem microrredes para gerar efeitos positivos ao sistema.

2.5.1.2 Regulação Econômica

A análise multicritério para a regulação econômica levou em consideração aspectos, listados a seguir, que avaliam os impactos na:

- Tarifa dos consumidores
- Sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras de energia elétrica
- Simplicidade dos sinais de preços e do modelo regulatório
- Difusão dos RED
- Eficiência alocativa⁶
- Eficiência produtiva⁷

Os aspectos foram julgados com o mesmo peso (peso de 16%) para a nota final de cada país, conforme o potencial impacto de sua adoção no Brasil.

Os países/jurisdições com notas médias ponderadas iniciais mais elevadas (Reino Unido, Austrália e Nova Iorque) tiveram pontuações entre 83 e 79. Enquanto isso, um outro grupo com notas médias finais ponderadas mais baixas, entre 63 e 58, é composto por Chile e Espanha. A diferença entre os dois grupos se deveu principalmente às notas mais reduzidas no critério de simplicidade no Chile e na Espanha, em função do uso do complexo modelo de rede de referência por estes países e de aspectos que podem inibir a difusão dos RED, como o elevado componente fixo na tarifa para a Espanha e o regime *Price-Cap* no Chile.

Além disso, foi considerado um critério de mensuração da distância entre os modelos de regulação econômica adotados em outros países e o modelo adotado no Brasil. O objetivo foi medir a dificuldade de realizar a transição entre os modelos. A nota final de cada país foi reduzida em até 10 pontos percentuais à medida que o modelo do país analisado se distanciou da abordagem brasileira.

A Tabela 7 indica as notas obtidas através da análise para a regulação econômica.

Tabela 7: Principais Impactos e Notas dos Modelos Selecionados - Regulação Econômica

	Tarifa do Consumidor	Sustentabilidade de Financeira	Simplicidade	Eficiência Produtiva	Eficiência Alocativa	Difusão dos RED	Nota Ponderada	Distância dos Modelos	Nota Final
Austrália	0	100	100	100	87,5	100	81	-5	76

⁶ Relacionada à causalidade dos custos.

⁷ Relacionado ao estímulo à otimização do uso da infraestrutura da rede (redução dos picos), racionalizando os investimentos requeridos e reduzindo custos (inclusive ambientais) das atividades de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica.

Reino Unido	75	100	50	75	100	100	83	-6	77
Nova Iorque	75	100	75	25	100	100	79	-10	69
Espanha	0	100	0	75	100	75	58	-4	54
Chile	50	75	25	75	75	75	63	-3	60

2.5.2 Propostas para o Setor Elétrico Brasileiro

As propostas de adequação ao modelo regulatório brasileiro foram separadas em horizontes de curto, médio e longo prazo, de acordo com adequações na regulação técnica (por RED) e econômica para integração dos RED considerando as melhores práticas internacionais, as características do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), as barreiras legais e regulatórias e a distância/esforço para sua implementação.

2.5.2.1 Curto Prazo

Para o curto prazo, estabelecido de 1 a 5 anos, foram desenvolvidas cinco propostas, como indica a Figura 13.

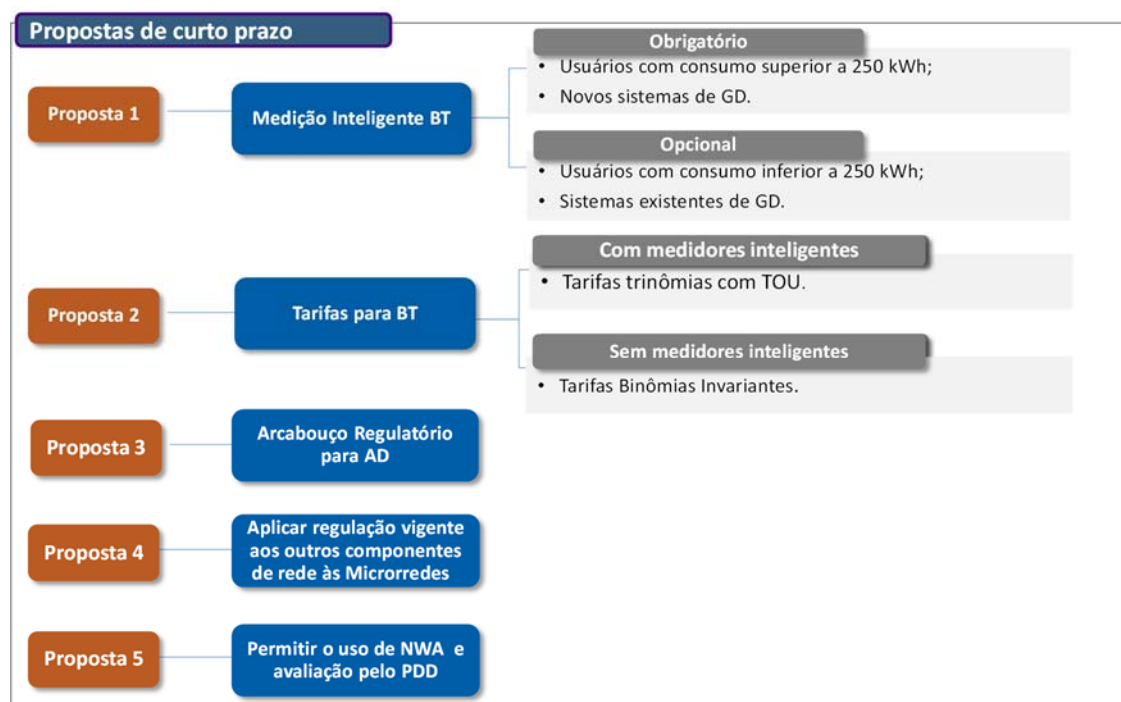


Figura 13 – Propostas para o SEB no Curto Prazo.

A descrição, a justificativa, os casos internacionais de referência, além de barreiras regulatórias para a implementação das propostas de curto prazo são sintetizados na Tabela 8, Tabela 9 e Tabela 10.

Tabela 8: Proposta 1 para o SEB – Curto Prazo.

	Proposta 1	
	Usuários sem GD	Usuários com GD
Descrição	- Tornar obrigatória a instalação de medição Inteligente para usuários da Baixa Tensão com consumo médio mensal superior a 250⁸ kWh quando medidores eletromecânicos chegarem ao fim da vida útil. - Opção para qualquer usuário que queira fazer a troca voluntária do medidor. - Reconhecimento dos investimentos na BRR com medidores inteligentes.	- Tornar obrigatório a instalação de medidores inteligentes para novas instalações de GD. - Opção para qualquer usuário que queira fazer a troca voluntária do medidor. - Reconhecimento dos investimentos na BRR com medidores inteligentes.
Justificativa	Ação necessária para o monitoramento e aplicação de tarifas com mais componentes e granulares no tempo.	GD necessita de medidores com capacidade de distinguir a energia consumida/injetada pelo sistema em intervalos distintos de tempo e com capacidade de comunicação/monitoramento.
Barreiras *	- Medidores inteligentes para usuários: necessita alterar a REN nº 502/2012. - Investimentos na BRR: necessita alterar o Submódulo 2.3 do PRORET.	- Medidores inteligentes para GD: necessita modificar o módulo 3 do PRODIST. - Investimentos na BRR: necessita alterar o Submódulo 2.3 do PRORET
Casos de Referência	Itália e Califórnia	
Situação Atual *	- Baixo Número de medidores inteligentes. - Grande Número de Unidades Consumidoras (UCs) e vasto território.	

* à época da elaboração do estudo.

Tabela 9: Proposta 2 para o SEB – Curto Prazo.

	Proposta 2	
	Proposta para Usuários BT com Medidores Inteligentes	Proposta para Usuários BT com Medidores Convencionais
Descrição	Tarifas trinômias com TOU considerando os postos tarifários das tarifas vigentes para tarifa branca.	Tarifa binômica para BT, com componente fixa cobrindo pelo menos os custos comerciais.
Justificativa	- TOU: fornece maior refletividade dos custos imputados por cada usuário à rede. - Componente de demanda é capaz de sinalizar as despesas necessárias para manutenção e expansão do sistema. - Componente fixa recupera os custos comerciais.	- Presença de um componente fixo contribui para mitigar a queda do consumo provocada pelo aumento na adoção de RED sobre as receitas das distribuidoras, especialmente em <i>Price-Cap</i>; - Necessidade de reduzir subsídios cruzados.

⁸ Foi estabelecido este limite de consumo alteração da estrutura tarifária para não onerar unidades consumidoras que apresentam baixo consumo de energia elétrica, especialmente clientes com menor poder aquisitivo.

Barreiras *	- Necessidade de instalação de medidores eletrônicos/inteligentes que realizam a leitura da demanda e consumo horário de energia. - Necessidade de alteração do módulo 7 do PRORET.	Necessidade de alteração do Módulo 7 do PRORET.
Casos de Referência	Reino Unido, Austrália, Nova Iorque, Chile e Itália	Tarifas fixas: todas os selecionados (Reino Unido, Nova Iorque, Austrália, Espanha e Chile)
Situação Atual *	- ANEEL tem realizado AP/CP sobre tarifas binômias. - Estudo para adoção de tarifas binômias pelo GTMSE⁹ ao longo de 2021. - Tarifa branca começou a ser opcional para todos os consumidores BT.	

* à época da elaboração do estudo

Tabela 10: Propostas 3, 4 e 5 para o SEB – Curto Prazo.

	Proposta 3	Proposta 4	Proposta 5
Descrição	Definição de Arcabouço Regulatório para Armazenamento de Energia. - Permissão de Injeção de Energia na Rede; - Permissão de utilizar AD em conjunto com sistemas de GD; - Possibilidade de limitar a quantidade de energia injetada; - Tecnologias de armazenamento que poderão ser utilizadas; - Possibilidade de prestação de serviços ancilares.	- Aplicar regulação vigente aos outros componentes de rede à Microrredes - Considerar microrredes de do DSO como partes integrantes do sistema; - Fazer com que as microrredes sejam reguladas pelas normas aplicáveis aos DSO;	Permitir o uso de NWA pelas distribuidoras e incorporar a avaliação do seu uso ao Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) como alternativa às obras de reforço e expansão de rede.
Barreiras e Situação Atual*	- ANEEL abriu processo de Tomada de Subsídios nº 11/2020. - GTMSE planeja realizar estudo regulatório sobre AD entre 2021 e 2023 e irá finalizar estudo sobre Serviços Ancilares. - Necessidade de criar regulamentação para AD.	- Baixa Difusão de no Brasil; - Inexistência/baixo número de Microrredes no Brasil. - Alteração do PRORET e PRODIST.	- Projeto Piloto em desenvolvimento pela COPEL. - Necessidade de alterar o Módulo 2 do PRODIST para incorporar o uso de NWA¹⁰ no PDD como alternativa às obras de reforço e expansão de rede.
Casos de Referência	Califórnia, Austrália e Nova Iorque	Alemanha	Nova Iorque e Austrália

⁹ Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico

¹⁰ Alternativas que buscam solucionar problemas da rede elétrica sem realizar a expansão do sistema.

2.5.2.2 Médio Prazo

Para o médio prazo, considerado como um período de 6 a 10 anos, foram elaboradas 8 propostas. As proposições buscam, principalmente, reformular a receita das distribuidoras de energia elétrica, seja:

- (i) por meio do incentivo à execução de atividades complementares àquelas desenvolvidas por terceiros em modelos de negócios envolvendo RED, eliminando o compartilhamento de Outras Receitas desses itens e reconhecendo ativos relacionados a RED na BRR¹¹;
- (ii) por possibilitar que a distribuidora utilize o regime *Revenue-Cap*, mediante aditamento ou renovação do seu contrato de concessão;
- (iii) por mudanças na metodologia de remuneração, em que são apresentadas três alternativas mutuamente excludentes: combinação de Fluxo de Caixa Descontado com Produtividade Total dos Fatores (PTF), modelo de rede de referência ou projeção da empresa com menu de contratos e compartilhamento do lucro com o consumidor;
- (iv) por implementação de mecanismos que ajustem automaticamente os desvios das projeções em função de incertezas; e
- (v) para incentivar o uso de *Non-Wire Alternatives*¹² (NWA) por três alternativas mutuamente excludentes: TOTEX, capitalização de um serviço de NWA ou retenção de um percentual de economia obtido com NWA em comparação com investimentos de rede. No que concerne à criação de arcabouços regulatórios, as propostas de médio prazo abordam a criação de um arcabouço regulatório para microrredes e processos de agregação de usinas virtuais e resposta da demanda para todos os tipos de usuários.

Ademais, também foram elaboradas propostas que (i) buscam tornar o uso de inversores inteligentes obrigatório em sistemas de geração distribuída, (ii) visam elaborar um procedimento de conexões para a recarga de veículos elétricos; e (iii) objetivam remunerar o *prosumidor* pelo excedente da energia injetada, avaliando uso de componentes temporais, locais e ambientais. A Figura 14 sintetiza as propostas de médio prazo.

¹¹ Base de Remuneração Regulatória (BRR). A utilização de determinados tipos de RED, como, por exemplo, a geração distribuída deveria ser analisada de acordo com a situação. Neste caso, a posse e o uso de ativos de geração distribuída para microrredes remotas e de propriedade da distribuidora poderia ser justificado, uma vez a localização e a quantidade de usuários atendidos pelas microrredes dificultaria que terceiros tivessem ativos de geração.

¹² Nas NWAs, as distribuidoras adquirem serviços de RED, em vez de construir novas linhas e subestações. Esses recursos são usados para reduzir a demanda líquida nos horários de pico em áreas congestionadas e, assim, reduzir a capacidade da rede necessária.

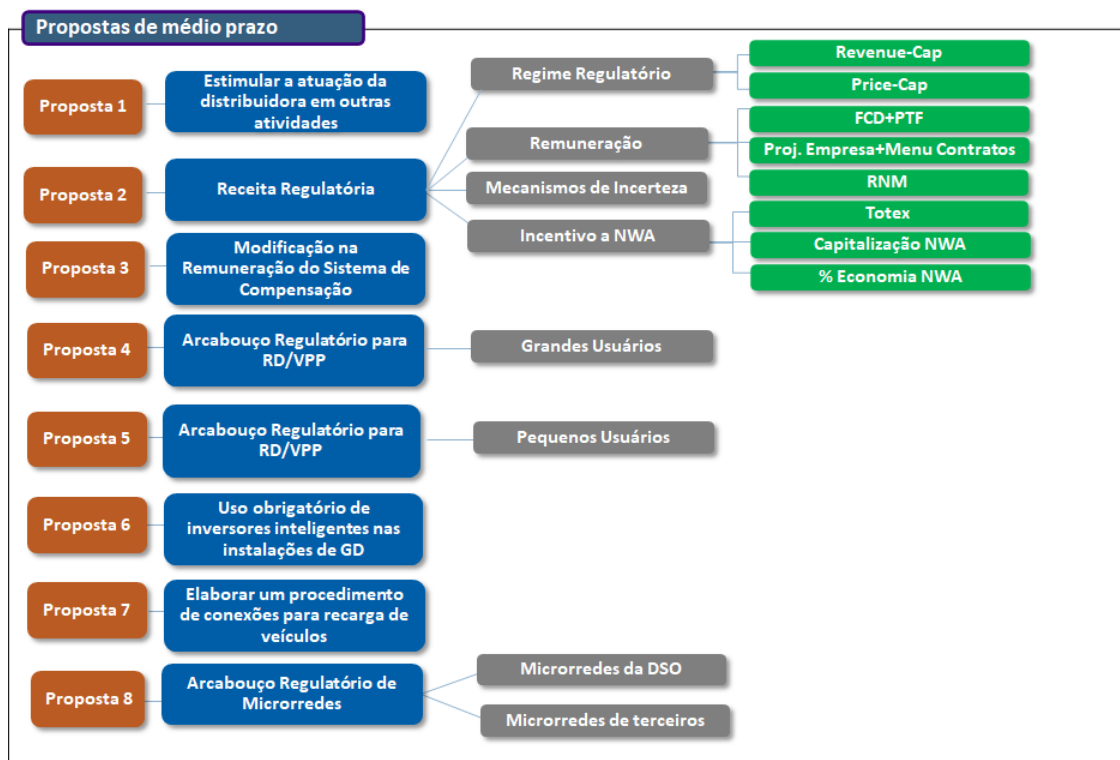


Figura 14 – Propostas Regulatórias para o SEB no Médio Prazo.

Para implementação dessas propostas, entre as barreiras identificadas, destaca-se que:

- (i) o Brasil carece de um arcabouço regulatório para agregação de resposta da demanda/usinas virtuais e microrredes. No entanto, podem ser aproveitadas algumas iniciativas realizadas no país sobre esses temas;
- (ii) o contrato de concessão das distribuidoras especifica que as empresas deverão informar à ANEEL sempre que realizarem serviços/atividades distintas da distribuição de energia elétrica, além de obrigatoriamente reverter parte das receitas obtidas com a execução destas atividades para a modicidade tarifária, o que desestimula a distribuidora a realizá-las. Logo, seria necessário alterar contratos de concessão e Submódulo 2.7 do PRORET, referente às Outras Receitas, eliminando o compartilhamento de atividades complementares àquelas desenvolvidas por terceiros em modelos de negócios envolvendo RED;
- (iii) as propostas para a receita regulatória demandam principalmente alterações nos PRORETs, o que poderá ser feito apenas no próximo ciclo de revisões tarifárias. Além disso, para disponibilizar a opção de uso do regime *Revenue-Cap*, seria necessário aditar ou renovar contratos de concessão das distribuidoras, utilizando sistemática similar àquela considerada para as distribuidoras que prorrogaram suas concessões nos termos do Decreto nº 8.461/2015 ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016. As alterações para regime *Revenue-Cap* e/ou TOTEX também demandariam uma análise qualitativa aprofundada da proposição, bem como a avaliação de uma nova estruturação do regulador para fazer frente aos novos desafios advindos da necessidade de análise e fiscalização da atividade de distribuição.

(iv) para as NWA, seria necessário: (a) aprovar o seu uso nos termos dos arts. 14 e 15 do Decreto nº 5.163/2004; (b) incorporar a avaliação de sua utilização no Plano de Desenvolvimento das Distribuidoras (PDD) como alternativa aos investimentos em expansão e reforços de rede, alterando o Módulo 2 do PRODIST; e (c) introduzir um mecanismo na receita para incentivar o seu uso, o que demandaria alteração no PRORET.

2.5.2.3 Longo Prazo

Para o longo prazo, definido no estudo como um período de 11 a 15 anos, foram elaboradas duas propostas, sendo ambas voltadas para veículos elétricos. A primeira possui foco na elaboração de tarifas específicas para veículos elétricos, enquanto a segunda é direcionada à criação de procedimentos técnicos e de remuneração da tecnologia V2G. A Figura 15 mostra as propostas de longo prazo e a Tabela 11 sintetiza suas características.

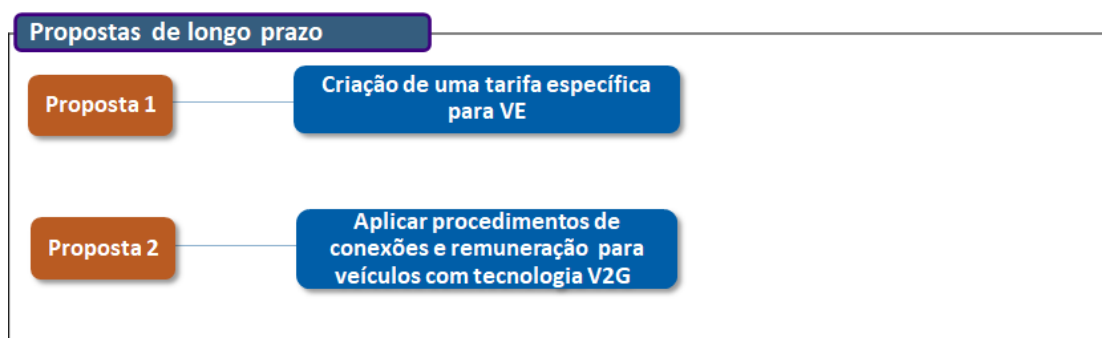


Figura 15 – Propostas Regulatórias para o SEB no Longo Prazo.

Tabela 11: Propostas 1 e 2 para o SEB – Longo Prazo.

	Proposta 1	Proposta 2
Descrição	Tarifas Time-Of-Use (TOU) específicas para recarga de veículos elétricos (ex: tarifa madrugada).	Aplicação de procedimentos de conexões para veículos com tecnologia V2G: - Definição dos limites de capacidade e tensão para injeção de energia; - Definição da quantidade máxima de energia injetada.
Justificativa	Necessidade de elaborar uma tarifa específica para os usuários com veículos elétricos à medida que este RED se torna mais difundido no sistema elétrico e causa mais impactos à rede.	Necessidade de explorar o potencial da tecnologia V2G para prestar serviços de rede.
Barreiras e Situação Atual*	- Alteração do Módulo 7 do PRORET. - Medidores separados para a recarga de VE do resto da residência (alteração do PRODIST).	Alteração no Módulo 3 do PRODIST e da REN 819/2018.
Casos de Referência	Tarifas específicas para VE: Reino Unido, Nova Iorque, e Espanha.	Reino Unido

BOX: ALTERNATIVA DE INTERVENÇÃO MÍNIMA NO MODELO DE REGULAÇÃO ECONÔMICA

Avaliou-se uma alternativa de intervenção mínima no modelo de regulação econômica buscando priorizar propostas que sejam mais céleres de serem implementadas e demandem menos mudanças nos comandos normativos da ANEEL. Para esta alternativa foram apontadas as seguintes propostas:

- (i) Aplicar tarifa binômica para os consumidores de baixa tensão com medidores convencionais constituída por uma componente fixa (\$/mês) e uma componente volumétrica (\$/kWh) sem distinção horária. Outra proposta ainda mais célere de ser implementada neste contexto seria a revisão da REN nº 482/2012 reduzindo os componentes tarifários de compensação do *net metering*, conforme prospectado na Consulta Pública 025/2019. Ressalta-se que esta segunda alternativa é mutuamente excludente com a proposta subsequente.
- (ii) Remunerar a energia injetada pelos *prosumidores* considerando componentes temporais e locais.
- (iii) Inserir parâmetros relacionados à GD no modelo de *benchmarking*.
- (iv) Incentivar a distribuidora a utilizar NWA, considerando primeiramente a obrigatoriedade da avaliação do seu uso em relação a investimentos em expansão e reforços de rede no PDD. Adicionalmente, propõe-se considerar uma das seguintes alternativas: (a) capitalização de um contrato de serviço pré-pago de NWAs; e (b) reconhecer um percentual de economia obtido com NWAs em comparação com um investimento de rede.
- (v) Reduzir ao menor nível possível o percentual de compartilhamento de Outras Receitas para atividades que sejam complementares às desenvolvidas por terceiros em modelos de negócios envolvendo RED.
- (vi) Reconhecer investimentos em RED na Base de Remuneração Regulatória das distribuidoras.

Apesar de demandar menor nível de ajustes na regulamentação, a maioria destas propostas não oferece uma solução definitiva tendo em vista o novo contexto imposto pelos RED ao SEB. Logo, recomenda-se que essas propostas que representam um *second best* para adequação do modelo regulatório sejam utilizadas apenas de forma provisória, em um prazo mais curto, enquanto se realizam mudanças mais profundas na regulamentação do setor elétrico em um prazo mais longo.

Diante do exposto, o ordenamento realizado entre curto, médio e longo prazos para as propostas tem como objetivo servir de roteiro para guiar adequações a serem implementadas no modelo regulatório brasileiro para os próximos anos. Em alguns casos, foram apresentadas múltiplas alternativas de proposta para permitir que a ANEEL tenha maior flexibilidade durante a elaboração de novos modelos regulatórios e possa complementar a avaliação realizada neste projeto inclusive com análises de impacto regulatório.

3 MODELOS DE DIFUSÃO E CUSTOS E BENEFÍCIOS DOS REDS

Com o crescimento da difusão de REDs torna-se cada vez mais importante não só avaliar os custos e benefícios dos REDs, como também, buscar valorar seus impactos. Assim, este capítulo tem o objetivo de indicar, com base na literatura, os potenciais impactos dos REDs e mecanismos de quantificação.

Além disso, com base na revisão do estado da arte, apresentam-se métodos e modelos aplicáveis à modelagem e difusão de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) de forma endógena, exógena ou mista aos modelos de expansão da geração, transmissão e distribuição.

3.1 Custos e Benefícios dos REDs

3.1.1 Avaliação Qualitativa

A avaliação qualitativa compreende avaliar, através de revisão da literatura, os custos decorrentes da presença e viabilização de REDs, assim como os benefícios proporcionados pelos serviços e atributos que cada um dos recursos distribuídos pode fornecer ao sistema elétrico. Neste trabalho os impactos (custos e benefícios) são divididos em seis grupos: Impactos nos Custos de Investimento e Operação do Sistema (custos administrativos, custos de medição, preços nos mercados de energia, dentre outros); na Flexibilidade Operativa (impactos na curva de carga), nos Serviços Ancilares, na Robustez do Sistema (confiabilidade e resiliência), além de efeitos no Meio Ambiente e na Qualidade de fornecimento e suprimento de energia.

Neste estudo, consideram-se entre os REDs a geração distribuída, mais especificamente a solar fotovoltaica, armazenamento distribuído, com foco em baterias, resposta da demanda e veículos elétricos. Destaca-se que REDs em conjunto podem também prestar serviços ao sistema através, por exemplo, de microrredes e usinas virtuais, porém não serão o foco da análise neste trabalho. A Tabela 12, apresenta de forma resumida, os serviços que os diferentes recursos energéticos distribuídos podem prover ao sistema elétrico, [59]-[70].

Tabela 12: Resumo dos serviços providos pelos REDs isoladamente.

	Energia	Capacidade	Regulação de Tensão	Regulação de Frequência	Reserva Operativa	Black-Start	Confiabilidade/Resiliência	Redução das Perdas	Flexibilidade	Redução de emissão
Resposta da Demanda	✗	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓
Geração Distribuída	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✓
Armazenamento Distribuído	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
Veículo Elétrico	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓	✓

Esta tabela é um resumo e não inclui de forma exaustiva todos os serviços e efeitos da presença de REDs.

Em que:

-  Indica que o RED provê o serviço
-  Indica que existe a possibilidade de o RED prover o serviço
-  O RED não é capaz de prover o serviço.
- Não foram identificadas referências na literatura

3.1.2 Avaliação Quantitativa

De acordo com a revisão da literatura, não existe um consenso, de uma melhor prática ou metodologia para a quantificação dos custos e benefícios dos recursos energéticos distribuídos. Entretanto, de forma geral, os métodos podem ser divididos em dois grandes grupos, conforme Figura 16.

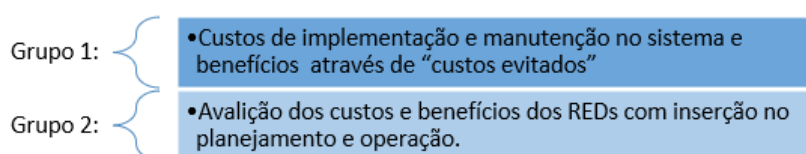


Figura 16 – Classificação dos métodos de quantificação de Custos e Benefícios

O primeiro grupo estima os custos dos recursos distribuídos através de projeção dos gastos para sua implementação e manutenção no sistema, enquanto os benefícios são representados através de "custos evitados" para o sistema em função dos serviços que os RED podem prover ao sistema. Então, através da razão e/ou diferença dos custos e benefícios avalia-se a atratividade dos REDs. Essa avaliação pode ser desenvolvida sob a perspectiva dos diferentes agentes do sistema (concessionárias de Distribuição, usuários do sistema que aderem a recursos distribuídos, entre outros). Alguns testes são propostos na literatura para a avaliação dos custos e benefícios em diferentes perspectivas. A Tabela 13 sintetiza alguns destes testes tradicionais que podem ser utilizados para avaliação de custo-benefício de REDs, com base em [62] e [72].

Tabela 13: Testes Tradicionais para avaliação de Custo-Benefício

Testes	Motivação	Objetivo	Implicações e Limitações
Custos para os Participantes	Verificar se os custos dos que adotaram os recursos distribuídos reduzem	Comparar economias na conta de energia com custos em adotar os REDs.	Foco principal em custos evitados do ponto de vista de eletricidade, sem contemplar custos sistêmicos evitados.
Custos para os Contribuintes	Verificar se há redução na conta de energia dos consumidores.	Comparar custos de investimento evitados com custos de viabilizar REDs e perda de receita.	Permite analisar equidade entre participantes e não participantes. Limitação em servir de medida para custo-benefício.
Custos para os administradores	Verificar se há redução dos custos	Compara custos evitados com REDs e custos das concessionárias para	Identifica benefícios e gastos limitados aos prestadores de serviço.

	dos prestadores de serviço.	viabilizar REDs e/ou projetos pilotos.	
Custo do Recurso	Verificar se os custos para prestadores de serviço e para os que adotam REDs reduzem.	Compara custos e benefícios para as concessionárias e seus consumidores.	Difícil de contemplar alguns benefícios proporcionados pelos REDs.
Custos Sociais	Verificar se os custos para a sociedade reduzem.	Compara custos e benefícios para as concessionárias, seus consumidores e todos da sociedade	Difícil de quantificar os custos e benefícios sociais.

*Esta tabela é um resumo e não inclui de forma exaustiva todas as implicações e limitações dos testes.

Para que estes testes sejam conduzidos é ideal que seja possível monetizar (ou valorar) estes custos e benefícios (ou custos evitados), em função dos serviços que são prestados por cada um dos REDs. Destaca-se, porém, que algumas adaptações nos testes podem ser necessárias para contemplar características dos REDs, como efeito locacional, temporal e sinergia entre diferentes REDs.

O segundo grupo de metodologias propõe que a avaliação dos custos e benefícios dos REDs seja feita integrando estes recursos ao sistema elétrico nas avaliações do planejamento e operação.

A escolha de qual grupo será utilizado para avaliar determinado impacto dependerá dos dados e ferramentas disponíveis, de forma que um framework de análise completa dos benefícios/custos dos REDs poderá resultar na valoração do impacto do RED de forma distinta. A seguir, apresenta-se um resumo de alguns dos métodos encontrados na literatura para quantificação dos impactos gerados pelos REDs, por ordem crescente de dificuldade [84]-[89]. Esses métodos foram divididos de acordo com os serviços prestados pelos REDs e custos associados na Figura 17, Figura 18, Figura 19, Figura 20, Figura 21, Figura 22 e Figura 23.

GERAÇÃO
1. Geração evitada simples - Assume que RED desloca gerador mais caro do sistema - Melhor aplicado em sistemas termelétricos em que se possui o custo do combustível de forma direta
2. Geração evitada composta Assume que RED desloca um mix de geradores marginais
3. Preço do Mercado Atacadista - Benefício dos REDs calculados com base no preço do mercado atacadista - Uso de dados históricos do preço marginal locacional ou preço de energia marginal do sistema
4. Despacho simples Avalia o sistema com e sem o RED, sem considerar qualquer restrição
5. Simulação da operação Simulação completa da operação do sistema com cálculo do benefício econômico

Figura 17 – Valoração dos Impactos dos REDs nos Serviços de Geração.

TRANSMISSÃO
1. Método simples baseado em custo evitado Estima relação entre a expansão da transmissão e aumento de carga. Estima aumento de demanda possivelmente evitado com REDs → Estima possível custo evitado em infraestrutura de rede de transmissão
2. Método baseado em diferença de custo marginal Diferença dos custos marginais locacionais obtidos por simulação com e sem a presença de REDs.
3. Planejamento da expansão da transmissão Planejamento do sistema de transmissão considerando um cenário sem o RED e outro com o RED.
4. Planejamento Geração-Transmissão (Co-otimização) Ferramenta de co-otimização de expansão do sistema de geração e transmissão, com REDs entre <i>non-wire alternatives</i>.

Figura 18 – Valoração dos Impactos dos REDs nos Serviços na Transmissão.

DISTRIBUIÇÃO
1. Impacto na demanda de ponta Impacto dos REDs na demanda de ponta com avaliação na possibilidade de postergação de investimento.
2. Planejamento da Expansão Modelos de otimização da expansão da distribuição com comparar da necessidade de investimentos para diferentes cenários de penetração de RED.

Figura 19 – Valoração dos Impactos dos REDs nos Serviços na Distribuição.

PERDAS TÉCNICAS
1. Fator com base em perdas médias Perdas médias na transmissão e distribuição reduzem em um determinado fator com a presença de REDs.
2. Fator com base em perdas marginais Perdas marginais ao invés de perdas médias (perdas marginais tendem a ser maiores que perdas médias).
3. Fator Locacional com base em perdas marginais Extensão da segunda abordagem porém de forma locacional.
4. Fator de perdas resultante de fluxo de potência simples Impacto dos REDs nas perdas do sistema com simulação de fluxos de potências para as redes de transmissão e distribuição.

Figura 20 – Valoração dos Impactos dos REDs nas Perdas Técnicas.

SERVIÇOS ANCILARES
1. Assumir nenhum impacto - Supõe penetração insignificante de RED e nenhum impacto em serviços ancilares - Obs.: Algumas referências citam que o benefício (valoração) de serviço ancilar é muito pequeno comparado aos outros benefícios
2. Método simples baseado em custo Estima mudanças no requerimento dos serviços e os valora de acordo com os custos estimados ou preços de mercado
3. Análise custo-benefício detalhada Realiza simulações para verificar as mudanças dos requerimentos dos serviços ancilares no sistema com e sem RED

Figura 21 – Valoração dos Impactos dos REDs nos Serviços Ancilares.

CUSTOS ADMINISTRATIVOS
1. Assumir nenhum impacto
2. Carga Horária dos Recursos Humanos e Custos Adicionais - Custos Administrativos monetizados através da carga horária de trabalho dos recursos humanos responsáveis além de espaço para escritório e equipamentos que sejam necessários com a criação de novos setores para a administração dos REDs no sistema. - Apenas custos incrementais com a presença de REDs devem ser considerados.
3. Análise com Dados Históricos Estimar com dados históricos o aumento dos custos administrativos com a penetração de RED em seus sistemas

Figura 22 – Valoração dos Impactos dos REDs nos Custos Administrativos.

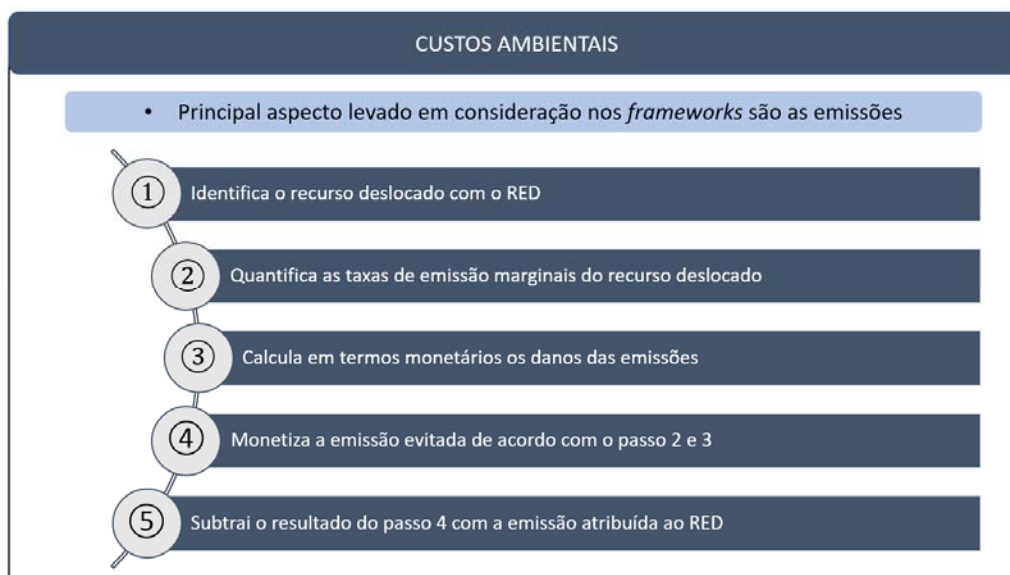


Figura 23 – Valoração dos Impactos dos REDs nos Custos Ambientais.

3.2 Abordagem exógena de difusão

A penetração dos REDs nos sistemas elétricos traz consigo a necessidade de inserção desses recursos no planejamento dos sistemas uma vez que que esses recursos afetam a decisão de expansão dos sistemas elétricos tanto nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Para isso é necessário que se defina como a difusão dos REDs pode ser representada nos modelos de planejamento.

Ao longo da literatura observaram-se os tipos de abordagem Exógena, Endógena e Mista. Nesta seção, aborda-se a abordagem exógena, em que se definem previamente à simulação do modelo de planejamento o mercado potencial e modelagem da dinâmica de difusão que considera a velocidade de penetração dos REDs no sistema.

Para classificar as alternativas de difusão exógena de RED com base na literatura, decompõe-se as abordagens da difusão em modelagem do *mercado potencial* e modelagem da *dinâmica de difusão*, ilustrada na Figura 24.

- Modelagem do *mercado potencial* tem como principal foco apresentar estimativas do equilíbrio de longo prazo: se fosse possível eliminar do problema a dinâmica da disseminação, qual fração dos consumidores adotaria a tecnologia?
- Modelagem da *dinâmica de difusão* coloca em foco o processo de difusão propriamente – isto é, em como os agentes adotam a inovação ao longo do tempo (admitindo que fazem parte do mercado potencial) e que elementos podem influenciar positivamente ou negativamente nesta taxa de difusão.

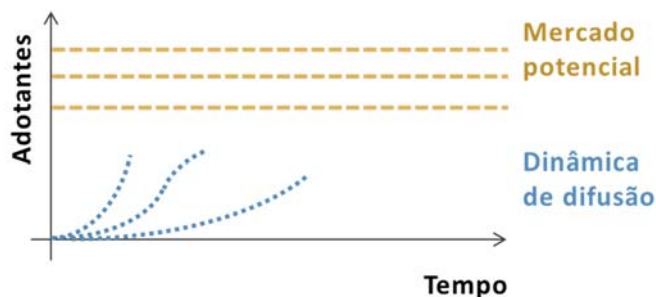


Figura 24 – Modelagem do Mercado Potencial e Modelagem da Dinâmica de Difusão.

Além desta divisão, pode-se classificar as duas modelagens em dois principais “eixos”, identificando diferentes níveis de ênfase ou prioridade das possíveis abordagens:

1. Eixo Horizontal: Quanto à especificação
 - **Dados primeiro** (ou modelos *bottom-up*): foco nos dados contam, técnicas estatísticas agnósticas a narrativas, reproduzir o histórico.
 - **Fundamentos primeiro** (ou modelos *top-down*): foco em exigir “micro fundamentos”, narrativas socioeconômicas têm precedência e guiam a especificação.
2. Eixo Vertical: Quanto ao nível de detalhe
 - **Modelos detalhistas**: usam muitos parâmetros, mas estão mais sujeitos a “*overfit*” e hipóteses fortes.
 - **Modelos parcimoniosos**: buscam consolidar elementos chaves do modelo em poucos parâmetros.

A Figura 25 apresenta as metodologias exploradas identificando em que região do espaço de possibilidades concentram-se as diferentes abordagens analisadas, e a Tabela 14 indica a comparação entre os modelos, apresentando benefícios e desafios para a aplicação.

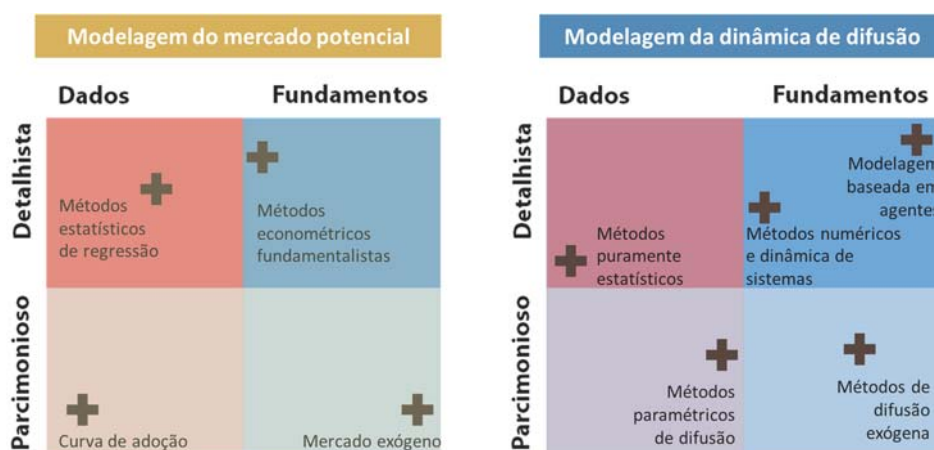


Figura 25 – Classificação das metodologias analisadas segundo eixos chave identificados.

Esta tabela é um resumo e não inclui de forma exaustiva todas os benefícios, implicações e limitações dos métodos.

Tabela 14: Tabela comparativa entre os modelos exógenos

		Benefícios	Desafios
Mercado Potencial	Métodos estatísticos de regressão [73],[74]	Por ser fundamentado em observações e dados históricas, apresenta elevada robustez.	Alta dependência de dados históricos para a confiabilidade do modelo. Pode levar a <i>overfit</i> .
	Métodos econométricos fundamentalistas [75]	Em geral consideram preferências dos consumidores para avaliar o mercado potencial, podendo, então, capturar maior ou menor atratividade dos diferentes REDs.	Dependência da disponibilidade de dados para calibrar parâmetros dos modelos.
	Mercado exógeno [76],[77]	No início da difusão de uma tecnologia, quando não existem muito dados sobre mercado potencial, os resultados desta avaliação permitem uma primeira indicação do mercado potencial.	Por não ter muito respaldo em dados, as hipóteses devem estar bem fundamentadas para obter uma descrição do mercado que possa se aproximar do comportamento real do mercado.
	Curva de difusão [78]	Possui ampla aplicabilidade e o acompanhamento da evolução dos dados é simples e não requer premissas fortes.	No início da difusão de uma tecnologia é difícil distinguir as curvas sigmóides de difusão de um crescimento exponencial.
Dinâmica de Difusão	Métodos de difusão exógena [79]	Estratégia adequada em situações em que não há dados suficientes para fazer estimativas robustas para o comportamento de mercados específicos.	Requer acompanhamento do modelo com a realidade para que seja validado.
	Métodos puramente estatísticos [80]	Aplicabilidade em projeções no curto prazo.	Sujeitos à indisponibilidade de dados. Muitas vezes têm dificuldade em extrapolar projeções em horizontes mais longos de forma realista.
	Métodos paramétricos de difusão [81]	Apresentam um bom equilíbrio entre a dependência nos dados e nos fundamentos, exigindo um número relativamente pequeno de hipóteses subjacentes.	Depende de correta calibração dos parâmetros utilizados no modelo de difusão definido. Na análise dos REDs, a calibração dos parâmetros deve-se adaptar ao contexto cultural e socioeconômico de cada país.
	Métodos de modelagem baseada em agentes [82]	Método versátil.	Modelos detalhistas e que podem depender de grande número de parâmetros a serem ajustados, ao modelar o indivíduo. Requer disponibilidade de dados para modelar o comportamento dos agentes.
	Métodos numéricos e dinâmica de sistemas [83]	É possível modelar sistemas simples, com poucas variáveis, assim como sistemas bastante complexos e detalhados. Contemplam a dinâmica de recursos e como a difusão de um pode impactar na difusão ou atratividade do outro.	É necessário ter boa representação e especificação de cada um dos “subsistemas” que compõem o conjunto.

Esta tabela é um resumo e não inclui de forma exaustiva todas os benefícios, implicações e limitações dos métodos.

3.3 Abordagem endógena de difusão

A modelagem de difusão pelo método endógeno dos REDs deve considerar os recursos como variáveis de decisão do modelo de planejamento, ou seja, o mercado potencial e a dinâmica de difusão do RED são resultados da otimização do planejamento do sistema, ao contrário dos métodos exógenos.

Com o objetivo de ter uma visão geral das metodologias avaliadas através da revisão da literatura, a Tabela 15 indica aspectos positivos e fragilidades em cada um dos métodos de abordagem endógena e mista (abordagem intermediária entre endógena e exógena).

Tabela 15: Quadro comparativo das metodologias endógena e mista

		Aspectos Positivos	Fragilidades
Modelo Misto	Integração de modelo de expansão centralizada e de PV rooftop [90],[91]	• Permite representar de forma detalhada o PV rooftop, com modelo bottom-up que avalia a adoção potencial de PV rooftop em diferentes grupos de consumo. • Análise do Planejamento de Expansão em multi-etapas. • Permite avaliar o trade-off de investir em PV rooftop e solares de maior porte (conectadas a rede de transmissão ou distribuição)	• Não representa de forma explícita a rede de distribuição. • Não há garantia que o equilíbrio de expansão com geração centralizada x PV rooftop é atingido.
Modelo Endógeno	Modelo Gen X [92],[93]	• Permite representar os sistemas de geração, transmissão e distribuição de forma detalhada ou mais simplificada. • Permite representar perdas técnicas. • Ao não representar a rede de distribuição de forma explícita e detalhada sugere realizar um pré-processamento dos dados da rede para obter informações e incluí-las como restrição no modelo principal. • Permite avaliar a sinergias e competitividade entre recursos.	• Avaliação do planejamento de expansão considerando uma única etapa. • Não considera incertezas na geração de fontes renováveis intermitentes através de cenários estocásticos.
	Modelo OSeMOSYS (Resposta da Demanda) [94],[95]	• Detalhamento da representação da resposta da demanda, com utilização de modelo bottom-up, considerando cargas flexíveis por segmentos de consumo. • Análise do Planejamento de Expansão em multi-etapas.	• Não contempla na análise custos/gastos com a resposta da demanda. • Não considera cenários estocásticos de geração de fontes renováveis não convencionais. • Não representa rede elétrica.
	Planejamento em micro redes [96],[97]	• Avaliação de benefícios que REDs em micro redes podem proporcionar para o sistema. • Representação de incerteza no módulo de análise de confiabilidade (Monte Carlo). • Representação de Rede de Transmissão. • Análise do Planejamento de Expansão em multi-etapas.	• Não contempla avaliação de perdas. • Representação simplificada de níveis de tensão da rede de distribuição.

		Aspectos Positivos	Fragilidades
	Modelo WeSIM [98],[99],[100]	• Permite representar os sistemas de geração, transmissão e distribuição. • Permite avaliar sinergias e competitividade entre recursos. • Permite modelar operação estocástica com incertezas de demanda, geração renovável (SUCM).	• Avaliação do planejamento de expansão considerando uma única etapa. • Representação simplificada de incertezas associadas a geração renovável não convencional. • Não contempla avaliação de perdas
	Expansão Robusta da Distribuição [101],[102]	• Permite contemplar incertezas na expansão de longo prazo da distribuição.	• Não permite representar os sistemas de geração, transmissão e distribuição em conjunto. • Não permite avaliar o trade-off de investir em recursos centralizados ou distribuídos.
	Planejamento Integrado (Hawaii) [103]	• Proposta a ser aplicada em jurisdição (sistema real e não acadêmico). • Permite avaliar o trade-off entre fontes centralizadas e distribuídas. • Avaliação em multi-etapas. • Sugere a realização de estudos para avaliar perdas no sistema de transmissão.	• Não menciona a utilização de múltiplos cenários de geração renovável intermitente. • Não inclui estudo de caso ou aplicação da metodologia proposta.

Esta tabela é um resumo e não inclui de forma exaustiva todas os aspectos positivos, implicações e limitações dos métodos.

4 METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E ESTUDO DE CASO

Com o objetivo de conduzir um planejamento da expansão que resulte em um portfólio ótimo de recursos, a menores custos, é necessário que os REDs sejam incorporados e integrados nos modelos de planejamento e operação, de forma que os serviços providos pelos diferentes recursos distribuídos possam ser também avaliados em modelos de expansão centralizados.

Portanto, propõe-se uma metodologia de representação integrada dos REDs (GD, AD, RD e VE) nos modelos de planejamento da expansão e, considerando um estudo de caso do Brasil, com geração e transmissão detalhados e 34 distribuidoras do Brasil, simula-se o sistema com a metodologia proposta.

4.1 Modelo Integrado para Planejamento de Expansão Endógena

A metodologia caracteriza-se por um modelo de planejamento endógeno, hierárquico, em três níveis (N1, N2 e N3) que representam, respectivamente, o sistema de Geração e Transmissão em alta tensão do sistema elétrico brasileiro (Rede Básica - RB); sistema de Alta Tensão da Distribuidora (ATD) e sistema de Distribuição Primária e Secundária (DPS) da Distribuição que abrange as redes nos níveis de média e baixa tensão da distribuidora. A Figura 26 indica alguns dos elementos principais da proposta metodológica considerando a classificação nos níveis em que se encontram.

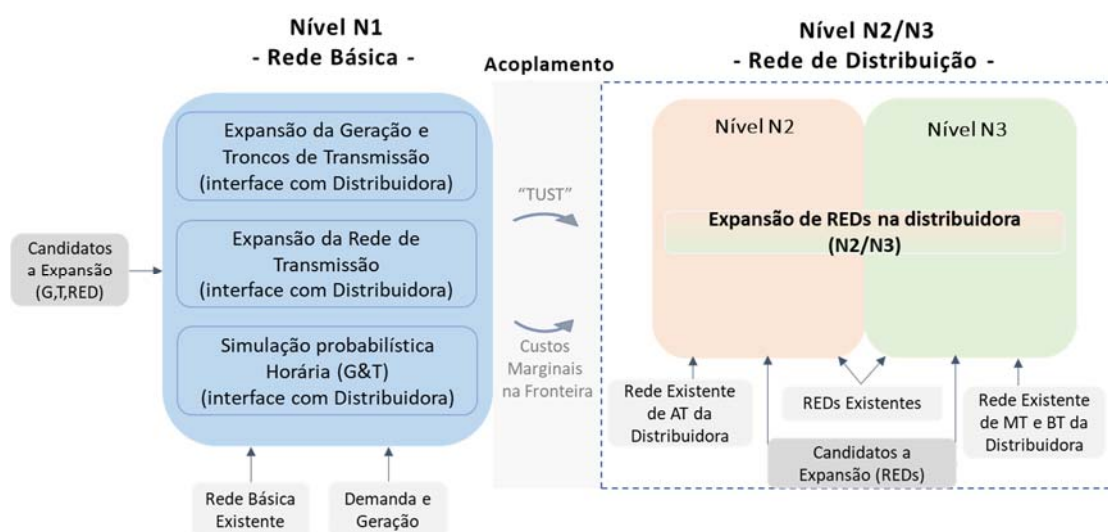


Figura 26 – Elementos da proposta metodológica - Planejamento da expansão endógena.

Neste contexto, o método proposto, hierárquico e iterativo, pode ser visto como uma decomposição do problema original, no qual utiliza-se uma estratégia para encontrar a solução ótima do problema integrado (N1-N2-N3) utilizando-se critérios de convergência.

O esquema iterativo será aplicado até se atingir uma situação de equilíbrio entre os três níveis, na qual o problema decomposto converge para a solução ótima do problema integrado (o problema original).

4.1.1 Expansão do N1

O modelo de expansão para N1 representa o sistema centralizado (existente e futuro) em detalhes (geração e transmissão) e neste nível deseja-se realizar a expansão *hierárquica* da geração e transmissão. Dessa forma, primeiramente é realizada a expansão da geração e, em seguida, a expansão da transmissão. A representação dos elementos da rede de distribuição é considerada de forma simplificada por *n equivalentes de rede* dos sistemas de distribuição, que consideram os elementos da alta tensão da distribuidora (N2) e da distribuição primária-secundária (N3), mapeados como *cenários de injeções horários de potência* (positivas ou negativas) nas respectivas subestações da AT.

De forma simplificada, a função objetivo do problema de otimização do N1 busca minimizar o valor presente dos custos de investimento em G&T (incluindo recursos de armazenamento) somado ao valor esperado do custo operativo. Destaca-se que no N1 considera-se a Resposta da Demanda por Incentivo como candidato à expansão com abordagem e representação similar à utilizada pela EPE no escopo do PDE 2030[105].

4.1.2 Acoplamento entre N1-N2/N3

Conforme mencionado, o modelo proposto é hierárquico e integrado. Portanto, dentro do processo os níveis N são acoplados através de informações econômicas resultantes do planejamento da expansão do nível anterior.

Uma vez obtido o plano ótimo de expansão G&T, é feita uma simulação probabilística da operação do sistema com resolução horária, tendo como principal resultado os Custos Marginais de Operação (CMOs) nas barras de conexão entre a rede básica e os *n* sistemas equivalentes da rede de distribuição.

Estes CMOs variam por estágio, hora e cenário hidrológico e de geração renovável, e podem ser interpretados como os “preços sombra” que vão sinalizar para o N2/N3 o custo de importar os serviços do N1 e, então, para o N2/N3 podem ser vistos como “custo de importação” ou “custo de injeção”.

Entretanto, avalia-se que apenas a informação do CMO nas barras de fronteira não seja suficiente para capturar a sinalização econômica necessária sobre os investimentos e operação de geração e transmissão. No entanto, devido à natureza discreta dos investimentos em transmissão (principalmente)¹³ e em geração (usinas de grande capacidade, em geral hidrelétricas), propõe-se complementar a sinalização econômica com um componente adicional, que seria o “rateio” dos custos de transmissão em cada barra. Uma aproximação dessa componente adicional pode ser dada através da Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST).¹⁴

¹³ A adição de uma nova linha de transmissão adiciona grande capacidade ao sistema e a decisão é tomada de forma binária.

¹⁴ Não cabe neste relatório a discussão relacionada a metodologias de alocação de custos, como a metodologia NODAL, que é a metodologia oficial (na época do estudo) utilizada para a definição das TUST do sistema elétrico

4.1.3 Expansão no N2/N3

Após a realização do planejamento da geração e transmissão no N1 e acoplamento entre os níveis N1 e N2/N3, inicia-se o planejamento da expansão do sistema de distribuição (níveis N2/N3).

O objetivo do planejamento da expansão em N2/N3 consiste em minimizar a soma do valor presente de três parcelas, indicadas na Figura 27.

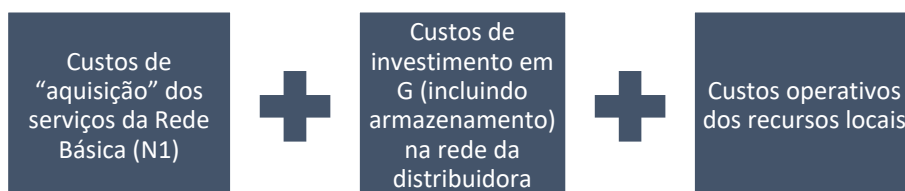


Figura 27 – Objetivo do Planejamento no N2/N3.

Os custos de “aquisição” dos serviços da Rede Básica são representados através das injeções localizadas nas barras de fronteira entre os sistemas N1 e N2/N3. Essas injeções são horárias e variam para cada estágio e cenário, de acordo com o CMO por barra resultante da simulação operativa no N1. Além disso, essas injeções capturam também o custo do uso da rede, que utiliza como *proxy* o valor da TUST.

Dessa forma, conforme ilustrado na Figura 28, a expansão no N2/N3 busca o melhor “*tradeoff*” entre importar energia e potência (MUST) da Rede Básica (nível N1), usar os recursos locais já existentes na rede de distribuição e construir novos recursos (REDs) no sistema de distribuição. Destaca-se que na expansão do sistema de distribuição considera-se a representação detalhada das perdas na rede elétrica.



Figura 28 – Trade off de expansão do modelo N2/N3.

brasileiro. Porém, destaca-se que é importante considerar uma metodologia de alocação de custo que possua sinais locais adequados.

É importante destacar que se entende que a adoção de REDs é uma decisão individual dos consumidores que são influenciados por incentivos fornecidos que estão alinhados com as metas e diretrizes políticas/regulatórias vigentes. Em uma análise de planejamento da distribuição, considerando expansão de REDs com visão descentralizada, o foco principal consiste em avaliar o comportamento ou predisposição dos consumidores em investir em REDs, considerando, por exemplo, a tarifa de fornecimento e preço destes recursos. Entretanto, como pode-se observar pela Figura 27, neste trabalho, propõe-se considerar uma abordagem de expansão **com visão centralizada** para avaliar se os sinais econômicos dados aos consumidores, através da combinação de tarifas de fornecimento e incentivos à instalação de REDs, induzem a uma expansão que se traduza em máximo benefício (“*welfare*”) para o sistema. Então, embora a otimização centralizada não seja, na prática, a maneira como os REDs vão ser adotados, serve de *benchmark* para avaliar os incentivos que direcionam a expansão feita de forma descentralizada¹⁵.

Nesse contexto, na metodologia proposta, é possível representar a rede de alta tensão da distribuidora de forma detalhada e sugere-se uma representação equivalente para simplificar a modelagem da rede de média e baixa tensão da distribuidora por alimentadores denominados *alimentadores equivalentes*, que permitem contemplar a rede de distribuição e perdas técnicas na metodologia e estudo de caso. Porém, destaca-se que na expansão do N2/N3 não se considera a expansão da infraestrutura de rede, pois aumenta a complexidade computacional ao acrescentar variáveis de decisão inteiras ao problema de otimização. Adicionalmente, a resolução de um problema de expansão coordenado de geração e transmissão não é de simples resolução e esforço computacional quando há milhares de elementos candidatos.

4.1.4 Feedback N2/N3-N1

Uma vez obtida a expansão no sistema de distribuição (níveis N2/N3), obtém-se um conjunto de investimento em REDs que deve ser considerado como um novo “*input*” para a otimização no nível N1. Assim, será possível avaliar os impactos da geração distribuída no planejamento do sistema, do ponto de vista do “Operador Centralizado” e “Planejador” do Sistema elétrico.

Nesse sentido, os valores de geração dos REDs em cada estágio, hora e cenário simulados, devem ser mapeados na forma de “*injeção*” nas barras de fronteira entre o N1 e N2/N3. Para o estudo de caso assume-se que a geração dos REDs se divide entre as barras de fronteira em proporção ao Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) das barras. Os conjuntos de “*injeções*” correspondem a uma representação equivalente do nível N2/N3 que é considerada na otimização do nível N1. Este esquema iterativo é aplicado até se atingir uma situação de equilíbrio entre os níveis.

¹⁵ No relatório 3.2 do projeto é apresentada uma metodologia de expansão com visão descentralizada que pode ser considerada caso o objetivo seja avaliar o comportamento ou predisposição dos consumidores, por tipo e classe, em investir em REDs.

4.1.5 Critério de Convergência

O processo N1-N2/N3 deve ser repetido por algumas iterações até que a convergência seja atingida. Na metodologia proposta busca-se um equilíbrio entre os problemas N1 e N2/N3, de forma que o problema decomposto alcance a mesma solução do problema integrado. Portanto, para o critério de convergência sugere-se utilizar a capacidade instalada de REDs. Assim, ao longo das iterações, a quantidade de RED expandida no N2/N3 oscila até que não haja mais alteração significativa no montante de RED inserido entre iterações consecutivas. A Figura 29 ilustra o comportamento esquemático da quantidade de RED expandida a cada iteração até atingir o equilíbrio.

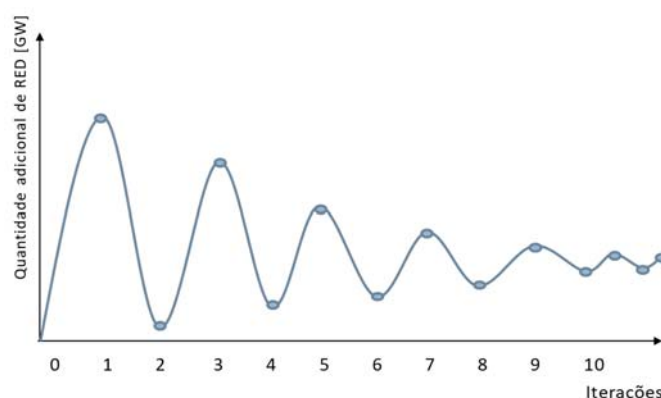


Figura 29 – Gráfico esquemático da quantidade adicional de RED em cada iteração.

Dessa forma, no equilíbrio, obtém-se um montante de REDs cujo impacto no sistema centralizado, ou em outras palavras, o valor dos serviços da Rede Básica não altera a atratividade dos recursos “percebida” pelo modelo de otimização no N2/N3. Isto é, obtém-se um custo do serviço da Rede Básica (no acoplamento N1-N2/N3) que induz a um montante de RED a ser expandido e, esse montante mantém o valor do serviço da Rede Básica.

Neste processo de “equilíbrio” quando se obtém uma solução em que a expansão de REDs entre duas iterações consecutivas não se altera, atingiu-se o ótimo global, isto é, a solução que minimiza os custos totais.

4.2 Estudo de Caso

Com o objetivo de validar e elucidar a metodologia proposta foi proposto um Estudo de Caso no horizonte 2030-2035, considerando a base de dados do PDE 2029 como ponto de partida para representação do sistema de Geração e Transmissão. Para o sistema de distribuição simulam-se 34 distribuidoras do Brasil. Uma visão geral dos sistemas em cada nível e bases de dados considerados é indicada na Figura 30.



Esta imagem é um resumo e não inclui de forma exaustiva todas as etapas da metodologia e bases ou modelos utilizados.

Figura 30 – Visão Geral da Metodologia, Bases e Cadeia de Modelos.

4.2.1 Premissas e Bases de Dados

4.2.1.1 Sistema no N1

O Sistema no N1 se caracteriza por representar de forma detalhada o parque gerador e a rede de transmissão da Rede Básica. Porém, como o planejamento G&T é hierárquico a análise no N1 considera primeiramente uma base de dados com detalhamento apenas do parque gerador (“Caso Energético”, usado para expansão da geração), e, em seguida, contemplando informações detalhadas da topologia da rede, obtém-se a base de dados eletroenergética para avaliação dos reforços de transmissão.

• Caso Energético

Para o planejamento da expansão da *geração e interconexão (Caso Energético)*, consideram-se informações provenientes da base de dados de geração do PDE 2029, em formato *Newave*, que são convertidas para o SDDP (software desenvolvido pela PSR). Em seguida, alguns ajustes são feitos na base de dados para o estudo de caso que incluem:

- Ajustes na representação da demanda:
 - Representa-se a demanda e geração distribuída separadamente, assumindo-se uma expectativa de geração para a geração distribuída.
 - Considera-se um crescimento médio anual na demanda Brasil de 3% no período de 2029 a 2035.
 - Converte-se os dados anuais de demanda por subsistema em um perfil horário-sazonal de demanda para cada classe de consumo das distribuidoras, considerando dados da CCEE (Info Mercado) e da ANEEL (Campanha de Medidas).
- Cenários de Geração Renovável:
 - Para a modelagem de renováveis não convencionais, mais especificamente eólicas e solares, são obtidos 10 cenários de geração através do software *Time Series Lab (TSL)*.

- Adição de Restrição de Reserva
 - Adição da representação de reserva probabilística dinâmica no modelo de otimização, conforme detalhamento apresentado no projeto “*Energy systems of the future: Integrating variable renewable energy sources in Brazil’s energy matrix*” [106] desenvolvido em 2019/2020 em parceria com GIZ e EPE.
- Candidatos à Expansão

Consideram-se entre os recursos candidatos hidroelétricas, termoelétricas (carvão, gás natural a ciclo combinado e ciclo aberto), biomassa, eólicas, solares, baterias, resposta da demanda por incentivo (representadas como térmicas), além de expansões das interconexões entre os subsistemas, conforme premissas indicadas na Tabela 16, Tabela 17 e Tabela 18.

Tabela 16: Premissas de candidatos de geração (Referência de custos - 2019). Fonte: [106]

Candidato	CAPEX [R\$/kWinst]	OPEX [R\$/kW ano] ¹⁶	Vida útil
Solar Fotovoltaica*	2400	180	20
Eólica*	4800	280	20
Hidroelétrica	- ¹⁷	-	30
Biomassa (Bagaço de Cana)	4000	280	20
GNL Flexível	3800	380	20
GNL Parcialmente Flexível (50%)	2100	380	20
Gás Natural (Pré Sal)	5000	440	20
Gás Natural Ciclo Aberto	2700	450	20
Carvão Nacional	8000	740	25
Bateria ^{18*}	6000	310	20
Resposta da Demanda	-	77	20

* Os custos de investimento evoluem ao longo do tempo na tentativa de capturar a redução no custo de investimento dessas tecnologias que refletem em aumento de competitividade destes recursos. As premissas de evolução de custo utilizadas são conforme NREL [108].

Tabela 17: Premissas de candidatos - Geração hidroelétrica (Referência de custos - 2019). Fonte: [106]

Candidato de Hidroelétrica	CAPEX [R\$/kWinst]	OPEX [R\$/kW ano]
Mirador	10249.1	550
Maranhão Baixo	9889.6	550
Paraná	9757.4	550
Foz Piquiri	11564.3	550
Saudade	9371.2	550
Foz do Xaxim	10160.7	550

¹⁶ Corresponde aos Encargos + O&M Anual

¹⁷ O Capex e Opex varia entre as hidroelétricas e, então, as premissas para os candidatos de hidroelétrica são apresentadas na Tabela 17.

¹⁸ Premissas Operativas: Eficiência de carga e descarga = 90% e Relação kWh/kW = 3 [108]

Santo Antônio	6916.1	450
Iguaçu	7420.9	450
P.Galeano	8109.3	450
Jatobá	8406.7	530

Com relação aos candidatos de interconexão, consideram-se os custos conforme indicado na Tabela 18.

Tabela 18: Premissas de candidatos de interconexão (Referência de custos - 2019). Fonte: [106]

Interconexão	Custo [R\$/kW ano]	Vida útil [ano]
Nordeste – Sudeste e Norte-Sul	288	25
Norte- Nordeste e Norte - Nordeste	224	
Sudeste - Sul	128	

Uma vez obtida a base de dados energética, realiza-se o planejamento da geração considerando os 10 cenários hidrológicos do *Newave* e de geração renovável, do *TSL*. Em seguida, avalia-se a operação do sistema hidrotérmico brasileiro considerando 200 cenários sintéticos obtidos a partir de dados históricos de vazão. Para as renováveis não convencionais utilizam-se 200 cenários correlacionados aos de vazão obtidos através do *TSL*.

- **Caso Eletroenergético**

Em seguida, com o objetivo de realizar o planejamento da transmissão, constrói-se o caso eletroenergético com representação detalhada do parque gerador e rede de transmissão. De forma similar à base de dados de geração, as informações de dados de transmissão são provenientes do PDE 2029, em formato *Anarede* (.pwf), disponibilizados no site da EPE.

Os projetos de expansão de geração resultantes do planejamento da geração são representados de forma unitária (“desagregados”) e alocados na rede de transmissão na forma de projetos individuais.

No planejamento da expansão da rede de transmissão no N1, consideram-se como candidatos de circuitos a duplicação de circuitos existentes. Em outras palavras, são definidos como candidatos circuitos paralelos aos existentes, não definindo entre os candidatos linhas com nova “barra de” ou “barra para”.

Assim, considerando-se a base de dados eletroenergética e os candidatos à expansão realiza-se o planejamento da transmissão. Com o objetivo de avaliar a necessidade de reforços de rede, neste estudo de caso são considerados 10 cenários operativos selecionados através do método de clusterização *k-means* a partir dos 200 cenários. Esses mesmos 10 cenários serão utilizados no planejamento do N2/N3.

4.2.1.2 Acoplamento N1-N2/N3

O CMO horário nas barras de fronteira, em cada estágio e cenário, resultante da simulação no N1 é usado como dado de entrada para as análises do N2¹⁹, juntamente com a TUST.

Para o acoplamento dos níveis N1-N2/N3, em termos de confecção de bases de dados, é necessário identificar as barras de fronteira entre os níveis N1-N2/N3 e, além disso, calcular a TUST nas barras de fronteiras no horizonte de estudo.

- **Barras de Fronteira:**
Para a identificação das barras do caso eletroenergético que correspondem às barras de fronteiras entre a rede Básica e a rede de distribuição, utiliza-se como base auxiliar a planilha SPARTA (Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários) disponibilizada no site da ANEEL para cada distribuidora.
- **Cálculo da TUST:**
Neste estudo de caso utilizam-se os valores de TUST resultantes da Metodologia Nodal-*Alternativa 2* discutida no âmbito da Consulta Pública 04/2018 [109] que resulta em sinais locais mais fortes entre as regiões do Brasil.
Considerando-se a base de dados da ANEEL homologada em julho de 2020, elaborada com base no PDE 2029, calcula-se com base nos dados de 2029 os valores da TUST para cada barra de fronteira N1-N2/N3.
Como o horizonte do estudo de caso é de 2030 a 2035 é preciso estimar uma projeção da TUST para cada barra de fronteira, em cada ano. Assume-se a premissa que somente a componente selo irá crescer e que a componente locacional da TUST em cada barra de fronteira se manterá no valor calculado para 2029 (último ano com dados oficiais disponíveis).
Uma vez que a base de pagantes da TUST dos consumidores é o total de MW que existe no sistema para ratear a RAP, considerando-se o resultado da expansão da rede de transmissão resultante do N1 e a projeção de crescimento da demanda do SIN, estima-se o crescimento da parcela selo através da receita das transmissoras e dos pagantes do sistema. Assim, para cada ano, calcula-se uma taxa de crescimento RAP/MUSTc, sendo MUSTc o Montante de Uso do Sistema de Transmissão dos consumidores, que é aplicada sobre a parcela selo. A Figura 31 ilustra o processo de obtenção da TUSTc para cada ano *a* e barra de fronteira.

¹⁹ Neste estudo de caso utiliza-se no acoplamento N1-N2/N3 o CMO *horário* do caso energético. Porém, destaca-se que, conforme apresentado na metodologia, poder-se-ia utilizar o CMO horário resultante da simulação com rede de transmissão (caso eletroenergético). Adota-se o CMO horário energético por simplificação, mas, ressalta-se que não há prejuízo no uso do CMO resultante do caso energético especialmente porque após a expansão da transmissão os congestionamentos na rede tendem a ser resolvidos com os reforços na rede de forma a não ter diferenças significativas entre custos marginais de operação de barras vizinhas.

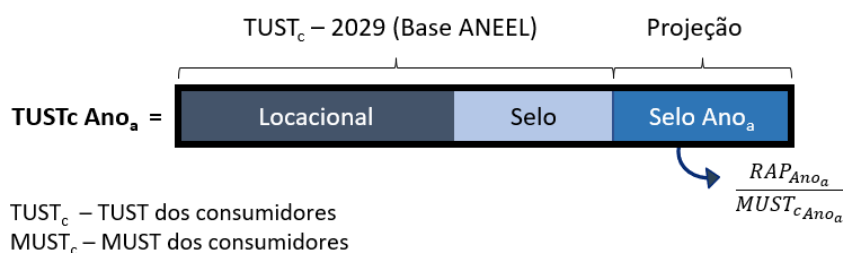


Figura 31 – Projeção da Anual da TUST consumo nas barras de fronteira do N1- N2/N3.

- MUST nas Barras de Fronteira:**

Com objetivo de limitar a importação nas barras de fronteiras, adotou-se o *proxy* do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado em cada barra.

O objetivo desse limite é se aproximar à realidade da operação do sistema em que todas as barras de fronteira são utilizadas em algum momento para a importação/exportação de energia da distribuidora e, caso, não houvesse limite, o modelo poderia decidir investir na importação de uma única barra de fronteira nos casos em que todas as barras de fronteira possuem o mesmo custo de importação (Custo marginal de operação e TUST).

O valor do MUST contratado em cada barra de fronteira da distribuidora é disponibilizado na planilha SPARTA. Como o horizonte de análise é de 2030 a 2035, é necessário estimar uma projeção deste MUST contratado. Para isso, utilizou-se uma taxa de crescimento anual de 10%, conforme limite regulatório definido no Art 3º da REN 666/2015 de aumento anual de forma não onerosa do MUST contratado em cada barra de fronteira pela distribuidora²⁰.

As Figura 32 e Figura 33 ilustram, respectivamente, as capacidades de importação de energia através das barras de fronteira, em GW, para cada distribuidora nos anos de 2030 e 2035.

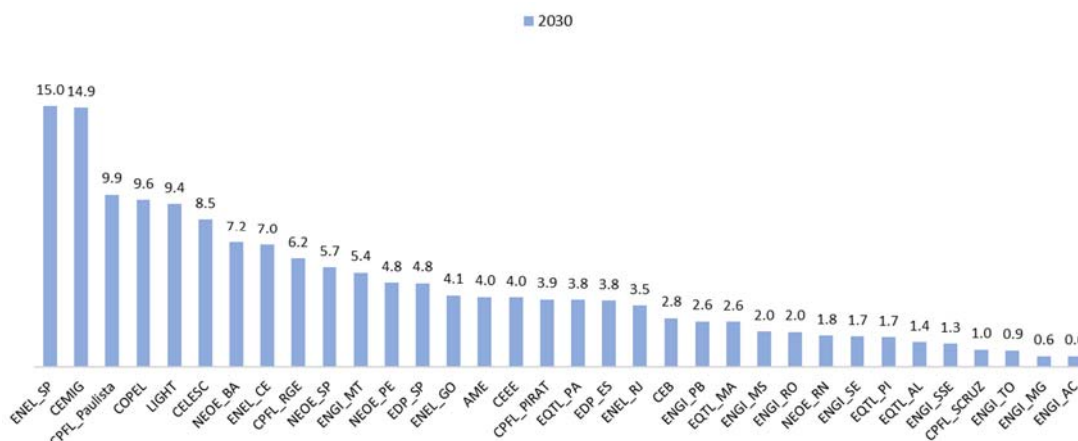


Figura 32 – MUST nas barras de fronteiras das distribuidoras em 2030, em GW.

²⁰ Em alguns casos essa taxa de crescimento anual pode ser ajustada para garantir que através das barras de fronteira seja possível atender totalmente a demanda.

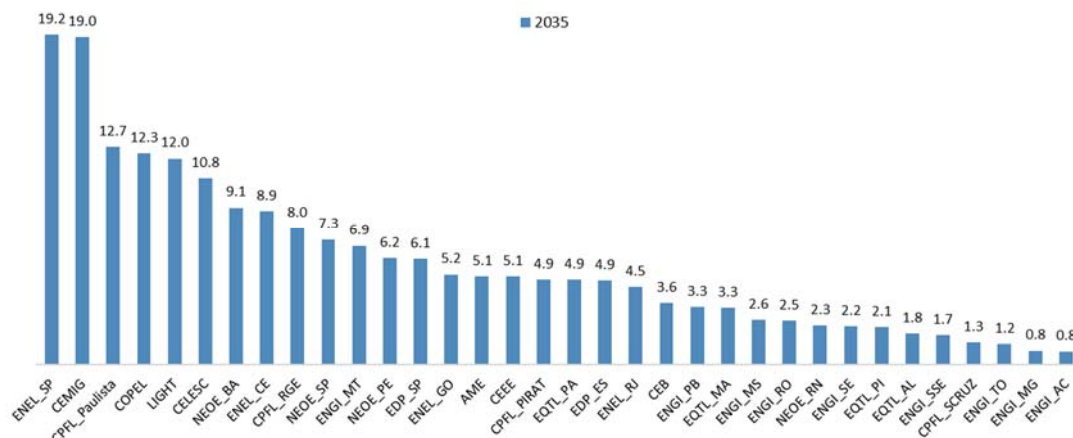


Figura 33 – MUST nas barras de fronteiras das distribuidoras em 2035, em GW.

4.2.1.3 Sistema no N2/N3

- **Rede de Alta Tensão da Distribuidora (N2)**

A análise no nível N2 requer a representação da rede de Alta Tensão da Distribuidora (ATD). Para avaliar a configuração existente da distribuidora²¹ e simular um fluxo de potência do sistema é preciso conhecer a representação da rede elétrica neste nível.

A Base de Dados Geográfica das Distribuidoras (BDGD) é uma base de dados pública, cujo acesso é disponibilizado pela ANEEL e que contém inúmeras informações sobre o sistema de distribuição. Embora a BDGD disponha de informações da rede, os dados da rede de ATD ainda apresentam algumas questões que dificultam a sua utilização para simulação do fluxo de potência e análises necessárias.

Assim, para superar questões e inconsistências identificadas na rede de ATD, neste estudo de caso foi proposta a utilização de uma abordagem simplificada que corresponde a representar a rede através de um nó único²². A abordagem simplificada é ilustrada de forma esquemática para uma rede hipotética na Figura 34, sendo que ■ indica as barras de fronteira com a Rede Básica.

Na abordagem simplificada, a rede é modelada como nó único, representando as perdas de forma implícita (junto à demanda). Os candidatos de REDs são considerados no nó único.

²¹ Em geral, redes de distribuição são desequilibradas devido à distribuição irregular de cargas entre as fases e tipos de cargas industriais.

²² Considerou-se o exercício de representar a topologia da rede de Alta Tensão da Distribuidora (ATD) para duas distribuidoras com objetivo de avaliar o impacto da rede no estudo de caso. Conclui-se que a inserção de RED no horizonte de estudo não se alterava ao deixar de representar a rede de ATD e que detalhamento da rede resultava em aumento significativo do tempo de execução. Assim, observou-se que, para as duas distribuidoras avaliadas (EDP-SP e Celesc) havia poucos ganhos na representação detalhada. Para essas análises foram consideradas as informações públicas da rede de transmissão do Brasil que possuem a representação do nível de ATD, como o PAR e PDE.

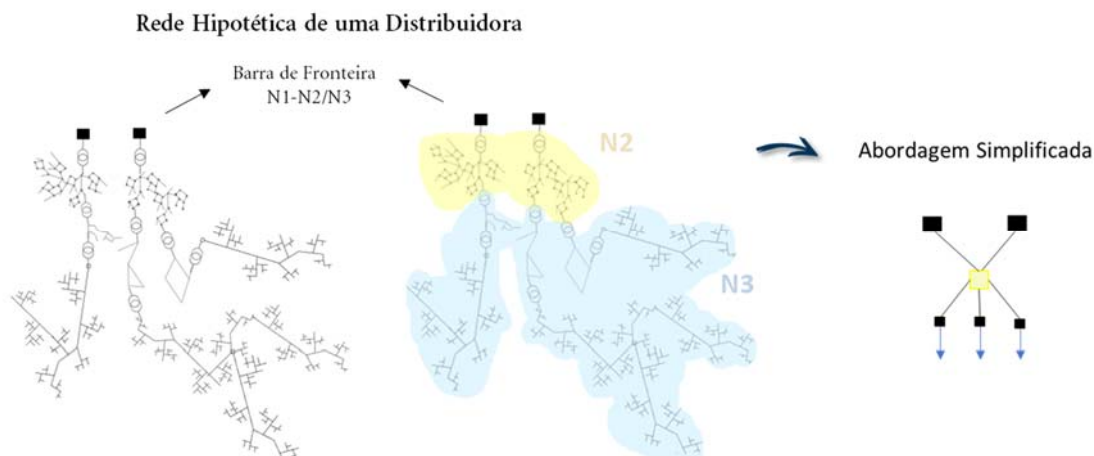


Figura 34 – Ilustração de abordagem simplificada no N2 para uma rede de distribuição hipotética.

- **Rede de Média e Baixa Tensão (N3)**

A representação no nível N3 compreende a rede primária e secundária de distribuição que se caracteriza por uma rede desequilibrada e que, idealmente, requer a utilização de fluxos de potência trifásicos para análise dos alimentadores. Além disso, nas avaliações de média e baixa tensão é necessário tratar grande volume de dados e informações, não só relativas a elementos de rede de distribuição, por exemplo, alimentadores e transformadores, como também informações de consumo.

Entretanto, como trata-se de um estudo de longo prazo, cujo objetivo central consiste na avaliação dos impactos da expansão endógena dos REDs no planejamento da expansão sob a ótica do planejamento centralizado, sugere-se adotar uma *representação simplificada e equivalente* para os alimentadores para reduzir a quantidade de dados a serem tratados. Adicionalmente, utiliza-se o fluxo de potência linearizado com perdas na resolução do problema de investimento.

A abordagem simplificada, com uso de **alimentadores equivalentes**, tem por objetivo representar os alimentadores reais das distribuidoras, extraídos da BDGD, de forma simplificada, isto é, com um número reduzido de barras e, por consequência, um menor número de segmentos. É importante destacar que a metodologia de uso de alimentadores equivalentes mantém o número total de alimentadores representados, mas permite reduzir significativamente o número de barras por alimentador. Assim, para a obtenção dos alimentadores equivalentes a partir de alimentadores detalhados, cujas informações são extraídas da BDGD, é preciso (i) alocar os consumidores nas barras dos alimentadores equivalentes e, além disso, (ii) determinar os parâmetros de rede dos alimentadores reduzidos, conforme ilustrado na Figura 35.

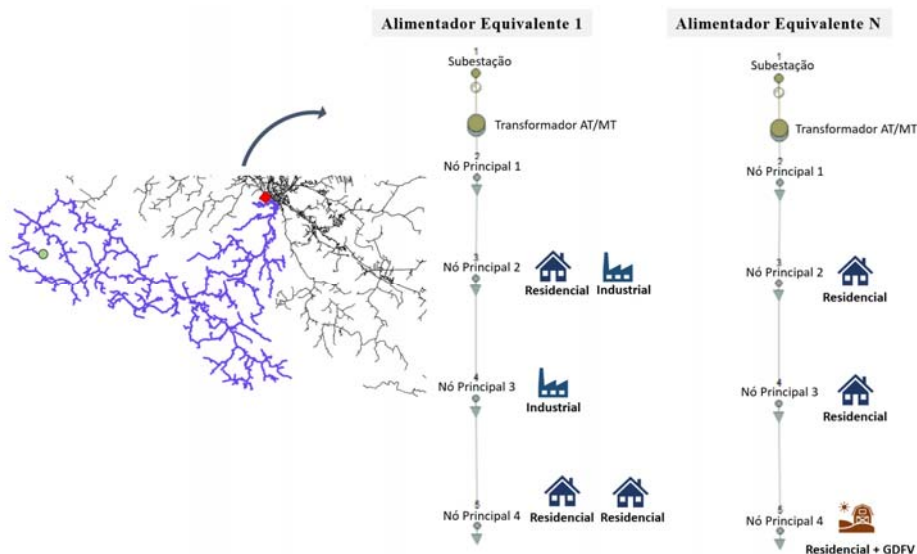


Figura 35 – Proposta de representação de Alimentadores Equivalentes - Rede de MT/BT da Distribuidora.

Entretanto, no tratamento dos dados da BDGD para obtenção de alimentadores equivalentes observou-se que para várias distribuidoras existem dados de alimentadores, equipamentos e/ou consumidores com inconsistências. Por exemplo, existem dados de consumidores eletricamente ilhados, ou seja, que não estão conectados a nenhuma barra da distribuidora; condutores sem dados de resistência ou reatância definidos; erros de referência e relacionamento entre tabelas de dados; valores controversos de capacidade instalada, potência nominal, característica de condutores; etc. Dependendo da inconsistência observada nos alimentadores, algumas premissas foram adotadas. Porém, em alguns casos foi necessário representar a rede no N3 como nó único²³ e perdas implícitas (incluídas na demanda).

Para as distribuidoras em que é possível definir alimentadores equivalentes, indica-se na Tabela 19 o número de barras, circuitos e alimentadores.

Tabela 19: Quantidade de barras, circuitos e alimentadores nas distribuidoras com alimentadores equivalentes.

Distribuidora	Barra [-]	Alimentador [-]	Circuito [-]	Distribuidora	Barra [-]	Alimentador [-]	Circuito [-]
OE_AM	686	155	607	ENGI-PB	1450	340	1098
NEOE-SP	3022	701	2881	ENGI-MT	2245	540	1656
NEOE-RN	1247	296	1178	ENGI-MG	697	163	530
NEOE-PE	3219	766	3067	ENEL-RJ	2177	527	2083
NEOE-BA	5949	1392	5582	ENEL-GO	2277	541	2104
LIGHT	4571	1107	3643	ENEL-CE	2161	510	2043
EQTL-PI	1254	287	1160	EDP-SP	1587	381	1528

²³ CPFL Piratininga, CPFL Paulista, CPFL RGE, CPFL Santa Cruz, Engi MS, Copel, Engi RO, Engi Acre, ENEL SP. CEMIG e NEOE_BA também foram representadas de forma simplificada no N3, porém, não possuem inconsistências nas bases de dados da BDGD. Utilizou-se a representação simplificada em função do tempo de solução para o planejamento da expansão.

Distribuidora	Barra [-]	Alimentador [-]	Circuito [-]	Distribuidora	Barra [-]	Alimentador [-]	Circuito [-]
EQTL-PA	2127	511	2037	EDP-ES	1297	311	1235
EQTL-MA	2165	516	2059	CEMIG	7270	1738	6778
EQTL-AL	834	197	790	CELESC	3230	767	3103
ENGI-TO	845	191	621	CEB-D	1373	316	1332
ENGI-SSE	1034	241	794	CEEE	1856	448	1787
ENGI-SE	607	139	449	-	-	-	-

- **REDs Existentes**

Com o objetivo de realizar o levantamento e alocação dos REDs nos alimentadores equivalentes na base de dados são utilizadas informações disponibilizadas pela EPE e ANEEL. Nesse sentido, se utiliza a projeção da EPE de REDs até 2029 indicada no PDE 2029, uma planilha fornecida ANEEL e, além disso, informações públicas da base de dados do SISGD [110]. A planilha enviada pela ANEEL contém informação dos geradores existentes internos a distribuidora em nível de tensão inferior a 138 kV e que possuem Contrato de Uso de Sistema de Distribuição (CUSD) assinados com respectivas potências instaladas.

Os dados disponibilizados pelo SISGD contém para cada distribuidora diversas informações a respeito de geração distribuída instalada por distribuidora, como por exemplo, a tecnologia da GD (eólica, fotovoltaica, CGH etc.), potência instalada, município onde está localizada, além de informação do consumidor que instala a GD e seu grupo de tensão.

Assim, a informação contida na planilha enviada pela ANEEL auxilia no levantamento e alocação de GD existente na rede do N2, enquanto os dados do SISGD contemplam informação predominantemente relativas a GDs localizadas nas redes de MT/BT, sendo então utilizadas para distribuição de GD existente no N3.

Assim, para o levantamento e alocação dos REDs existentes que constam no PowerBi se extrai primeiramente os dados do SISGD da ANEEL e as subestações na AT e AT/MT na BDGD e, em seguida, se associam as subestações com GD existente do SISGD às da BDGD. No caso de existir GD sem subestação indicada e/ou subestação com GD não encontrada na BDGD, as GDs devem ser alocadas a outra subestação da AT (ou AT/MT) da BDGD para que o total de GD da base existente da ANEEL seja mantido.

No caso de GD sem subestação indicada no PowerBi da Aneel ou cuja subestação não é encontrada na BDGD, adota-se a premissa que GDFV deve ser alocada em subestação (com correspondência na BDGD) na qual exista GDFV instalada em consumidor do mesmo grupo de tensão. Para outras fontes (por exemplo eólica, CGH, UTE), poder-se-ia adotar o mesmo critério. Porém, com objetivo de contemplar a informação da disponibilidade locacional do recurso primário, incluiu-se o dado de município da GD (indicada no SISGD) para a associação à subestação do alimentador equivalente.

Em seguida, é preciso “desagregar” a potência instalada de GDs das “subestações” do alimentador equivalente ao longo das barras do alimentador equivalente. No caso das GDFV assume-se a simplificação de que todas são PV locais, e, portanto, a alocação nas barras é feita

considerando-se a informação do grupo de tensão da GD (extraído do PowerPi) e classe de demanda em cada barra. Em outras palavras, GDFV em grupo de tensão B1 deve ser, sempre que possível, alocada nas barras do alimentador equivalente que possuam demanda do tipo B1. Além disso, para GDFV, considera-se o fator de demanda por classe nas barras para alocar as GDs nas barras do alimentador equivalente. Para os demais recursos distribuídos, assume-se a mesma divisão de potência instalada de GD ao longo das barras do alimentador reduzido. A Figura 36 indica a capacidade instalada existente no N2 e N3 por fonte e para cada distribuidora, em 2030 (antes da expansão).

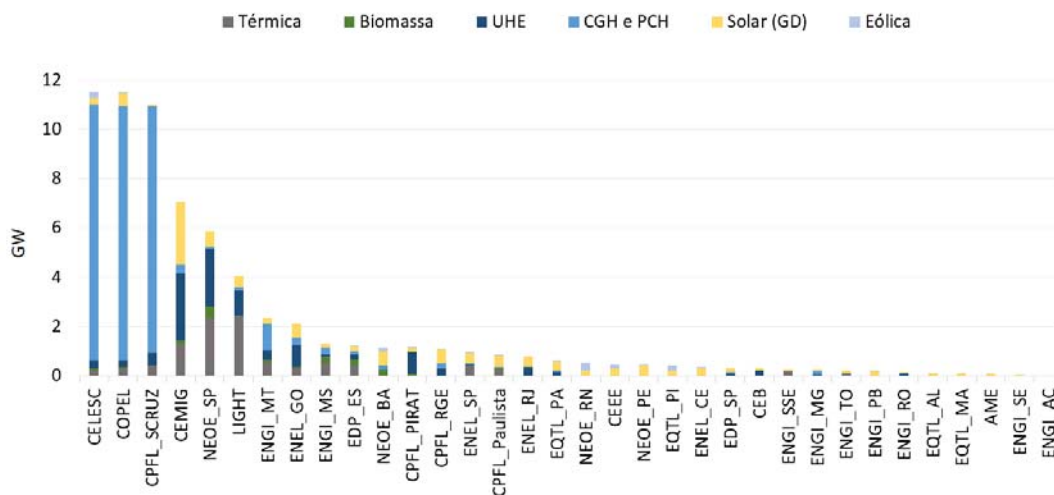


Figura 36 – Capacidade Instalada por distribuidora em 2030 (antes da expansão).

Com relação aos cenários de geração, considera-se para eólicas e solares múltiplos cenários obtidos pelo TSL com abordagem similar à considerada para as fontes centralizadas.²⁴ Para CGH consideram-se os cenários do Plano Mensal de Operação (PMO).

• Candidatos a Expansão

No planejamento da expansão endógena dos REDs no N2/N3 consideram-se entre os candidatos as fontes solares distribuída remota e local por classe de consumo (industrial, comercial e residencial), CGHs, eólicas, biogás e baterias²⁵. Com base na informação de GD existentes por estado, indicada no SISGD, são definidos os candidatos a expansão em cada distribuidora. A Tabela 20 indica os candidatos potenciais considerados para cada distribuidora.

Tabela 20: REDs Candidatos a Expansão por Distribuidora.

Distribuidora	Biogás	Bateria	CGH	PV Residencial	PV Comercial	PV Industrial	PV Remota	Eólica
AME		✓		✓	✓	✓	✓	
CEB	✓	✓		✓	✓	✓	✓	
CEEE	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓

²⁴ Para solares descentralizadas adota-se a premissa de *solar tracking* igual a 0.

²⁵ Além disso, considera-se no estudo de caso a expansão anual de veículos elétricos por distribuidora, porém através de uma abordagem exógena que será detalhada em seção seguinte.

Distribuidora	Biogás	Bateria	CGH	PV Residencial	PV Comercial	PV Industrial	PV Remota	Eólica
CELESC	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
CEMIG	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
COPEL	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
CPFL Paulista	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
CPFL Piratininga	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
CPFL RGE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
CPFL Santa Cruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
EDP ES	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
EDP SP		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
ENEL CE	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
ENEL GO	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
ENEL RJ	✓	✓		✓	✓	✓	✓	
ENEL SP		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
ENGI AC		✓		✓	✓	✓	✓	
ENGI MG	✓	✓		✓	✓	✓	✓	
ENGI_MS	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
ENGI_MT	✓	✓		✓	✓	✓	✓	
ENGI PB		✓		✓	✓	✓	✓	✓
ENGI RO	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
ENGI SE		✓		✓	✓	✓	✓	
ENGI SSE		✓		✓	✓	✓	✓	
ENGI TO	✓	✓		✓	✓	✓	✓	
Equatorial AL	✓	✓		✓	✓	✓	✓	
Equatorial MA	✓	✓		✓	✓	✓	✓	
Equatorial PA	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
Equatorial PI		✓		✓	✓	✓	✓	
LIGHT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Neoenergia BA	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
Neoenergia PE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Neoenergia RN		✓		✓	✓	✓	✓	✓
Neoenergia SP		✓	✓	✓	✓	✓	✓	

Em que:



Indica que o recurso é considerado candidato a expansão



Indica que o recurso não é considerado candidato a expansão

Em termos de cenários de geração considera-se para os REDs candidatos a mesma modelagem adotada para os recursos existentes.

As premissas adotadas para os recursos candidatos no estudo de caso no ano de 2030 são indicadas na Tabela 20. Para as baterias assumem-se as premissas de custo em 2030 conforme definido no PDE 2030 [105] e que possuem 3kWh/kW. Para as demais fontes, as premissas em 2030 são definidas com base em informações de 2020 indicadas no relatório da Greener [111] e

em dados fornecidas pela EPE à PSR. Com base em [108] assume-se a premissa de redução dos custos de GD fotovoltaica de 25% de 2020 até 2030.

Para as eólicas, biogás e CGHs consideram-se dados de 2020 fornecidos pela EPE para definir os parâmetros dos candidatos. Entretanto, para cada tipo de fonte, com base em revisão da literatura assume-se uma premissa de redução de custos até 2030. Para as eólicas, considera-se redução de 20% de CAPEX com base em [112] e [113], enquanto para biogás²⁶ utiliza-se redução de 10% já que em [114] sugere-se redução entre 3% e 16% e para CGH assume-se que não há redução de custos.

Adota-se a premissa que os custos de investimento e operação dos REDs, indicados na Tabela 21, se mantêm constantes em todo o horizonte de estudo.

Tabela 21: Premissas dos REDs Candidatos a Expansão – Valores para 2030-2035.

Candidato	Capacidade [kW]	CAPEX [R\$/kW]	OPEX [R\$/kWano]	Custo de Reforço da Rede [R\$/kW]	Vida útil
PV Local Residencial	3	4636	83.5	-	20
PV Local Comercial	39	3604	64.9	-	
PV Local Industrial	770	3399	61.2	-	
PV Remota	3000	3282.5	59.1	200	
Bateria	4	6000	90	-	10
Biogás	3000	7875	720	200	15
Eólica	5000	5500	88	200	20
CGH	5000	7500	90	200	30

Além de definir as premissas dos candidatos em cada distribuidora, eles devem ser alocados a barras da rede do N2/N3. Idealmente os recursos candidatos deveriam ser criados em cada uma das barras do sistema onde existe potencial para expansão do recurso. Entretanto, isso resultaria na definição de muitos candidatos para o problema de expansão o que aumenta a complexidade e tempo de execução do problema de otimização.

Com o objetivo de reduzir o número de candidatos no problema de planejamento de expansão com representação endógena dos REDs e perdas na rede de distribuição, definiram-se candidatos para um *subconjunto* de barras selecionadas a priori com base no Custo Marginal de Operação (CMO). Utiliza-se a informação do CMO pois barras com CMO mais elevados indicam locais em que o custo para suprir o somatório de demanda e perdas é mais elevado e, portanto, são locais mais propícios do ponto de vista da otimização para construir REDs, já que o modelo visa minimizar custos totais e, além disso, REDs podem proporcionar benefícios locais.

²⁶ Para biogás o CAPEX varia bastante de acordo com o resíduo e isso aumenta a complexidade e avaliação de atratividade de projetos de biogás. Mesmo dentro do agronegócio, o CAPEX varia a depender de qual é o insumo (se restos de uma agroindústria ou dejetos de animais, por exemplo) e tecnologia empregada.

Destaca-se ainda que especialmente para candidatos de eólicas e PCH, além da informação do CMO, deve-se também atender para o potencial e disponibilidade do recurso primário na região ao definir o candidato nas barras da rede da distribuidora.

- **Veículos Elétricos**

Os veículos elétricos são contemplados no estudo de caso e são modelados como carga, não sendo, portanto, considerada a representação *vehicle-to-grid*. Para modelar a penetração de VEs no estudo de caso são consideradas projeções de frota de veículos elétricos no horizonte até 2035 (leves e pesados) fornecidos pela EPE. Assim, a expansão da participação dos veículos elétricos como REDs são consideradas no estudo de caso, porém de forma exógena ao modelo.

Com base nessas informações e assumindo-se premissas de veículos e baterias típicos, tempo de recarga, a informação de frota anual de veículo elétrico do tipo *Battery Electric Vehicle* (BEV) é “desagregada” e representada na base de dados através do consumo de energia dos VE por distribuidora²⁷.

O procedimento necessário para obter a demanda para carga dos VEs, por distribuidora pode ser dividido em duas etapas:

- Etapa 1: Desagregar a quantidade de VEs a nível Brasil por Distribuidora.
- Etapa 2: Obter a demanda de energia para o carregamento dos VEs.

A primeira etapa consiste em desagregar a frota anual de veículos do tipo BEV no Brasil entre os estados e municípios do Brasil. Para isso, considera-se *inicialmente* três variáveis explicativas nesta desagregação que são Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM), Imposto Sobre Propriedade de Veículo Automotor (IPVA) e número de postos de recarga lenta e rápida²⁸. Isso quer dizer que se assume, por hipótese, que essas três grandezas podem representar como que o total de VEs BEV se distribuiria entre os municípios do Brasil.

O IDHM busca capturar as condições socioeconômicas dos municípios; a informação do IPVA é considerada como variável explicativa pois alguns estados isentam o pagamento deste imposto para veículos elétricos e, assume-se que, estados com isenção poderiam estimular a população a comprar VEs. A informação de postos de recarga existentes, poderia indicar que locais que hoje já apresentam postos de recarga possivelmente seriam mais propensos a maior quantidade de VEs devido a incentivos de investimento em infraestrutura.

Dessa forma, atribuindo-se para cada município do Brasil “pesos” com base no IDHM [115], isenção (ou não) de IPVA [116], maior (ou menor) existência de postos de recarga leves e pesados, obtém-se uma nota final para cada município.²⁹ Os municípios com maior nota final seriam os que teriam maiores chances de adotar mais VEs.

²⁷ Na projeção da EPE além de VE do tipo BEV também são indicados *Hybrid Electric Vehicle* (HEV). Porém, como as baterias em geral são carregadas com energia do motor de combustão interna do veículo não são considerados nesta “desagregação”.

²⁸ <https://www.plugshare.com/>

²⁹ Destaca-se que o processo é feito separadamente para veículos leves e veículos pesados

Porém, só com essas premissas (IDHM, alíquota de IPVA e número de postos existentes de recarga), poderia ocorrer de dois municípios com notas finais próximas terem, hoje em dia, frota de veículos tradicionais [117], não elétricos, muito diferentes.

Como assume-se a premissa que no longo prazo veículos não elétricos serão substituídos por elétricos, adiciona-se na metodologia, *a posteriori*, um tratamento que consiste em considerar para a desagregar a frota de VE, a informação dos veículos tradicionais existentes, não elétricos.

Assim, uma vez desagregado o total de veículos leves e pesados do tipo BEV em cada distribuidora, é preciso obter o consumo de energia para o carregamento desses veículos elétricos (etapa 2). Para isso assume-se que os veículos elétricos (automóvel, van, ônibus e caminhão) e características indicadas na Tabela 22 são representativos de toda a frota de veículos no Brasil. Além disso, assume-se, por simplicidade, que todos os VEs (leves e pesados) são carregados uma vez ao dia, em todos os dias, a partir das 22 horas. Dessa forma, considerando-se a informação da capacidade da bateria e tempo de recarga associados às respectivas frotas de veículos elétricos, indicados na Tabela 22, é possível obter a curva de carga horária dos veículos do tipo BEV, por distribuidora.

Tabela 22: VE considerados representativos de toda a frota no estudo de caso.

Fonte: Elaborado pela PSR com base em [118] [119] [120]

	Veículo Elétrico	Bateria [kWh]	Autonomia [km]	Tempo de Recarga [horas]
Carro	Renault Zoe	41	300	7
Ônibus	Bluebus 12m	240	180	5
Caminhão	BYD's Class 8 Day Cab	435	200	2*
Van	Chanje	100	240	0.5 *

* DC rápido

4.2.2 Resultados do Estudo de Caso

O processo N1-N2/N3 é repetido por sete iterações com o objetivo de ilustrar e elucidar a proposição metodológica (hierárquica, integrada e iterativa), apresentar os resultados e indicar a tendência de equilíbrio e convergência na expansão de REDs. Ressalta-se que os REDs podem prover atributos similares a fontes centralizadas, ao mesmo tempo que podem requerer outros serviços do sistema, impactando assim o planejamento. Assim, ao longo das iterações é possível observar através das simulações, o impacto da expansão de geração distribuída no planejamento da geração e transmissão e os efeitos na necessidade de novos recursos e infraestrutura no longo prazo.

A Figura 37 indica a expansão integrada da geração e intercâmbios no horizonte de estudo (2030-2035) em cada uma das sete iterações. Observa-se que, em todas as iterações (exceto na 2ª), entre os recursos de geração, a fonte com maior expansão, em GW, é a eólica, seguida pela solar. Destaca-se também a expansão do recurso Resposta da Demanda.

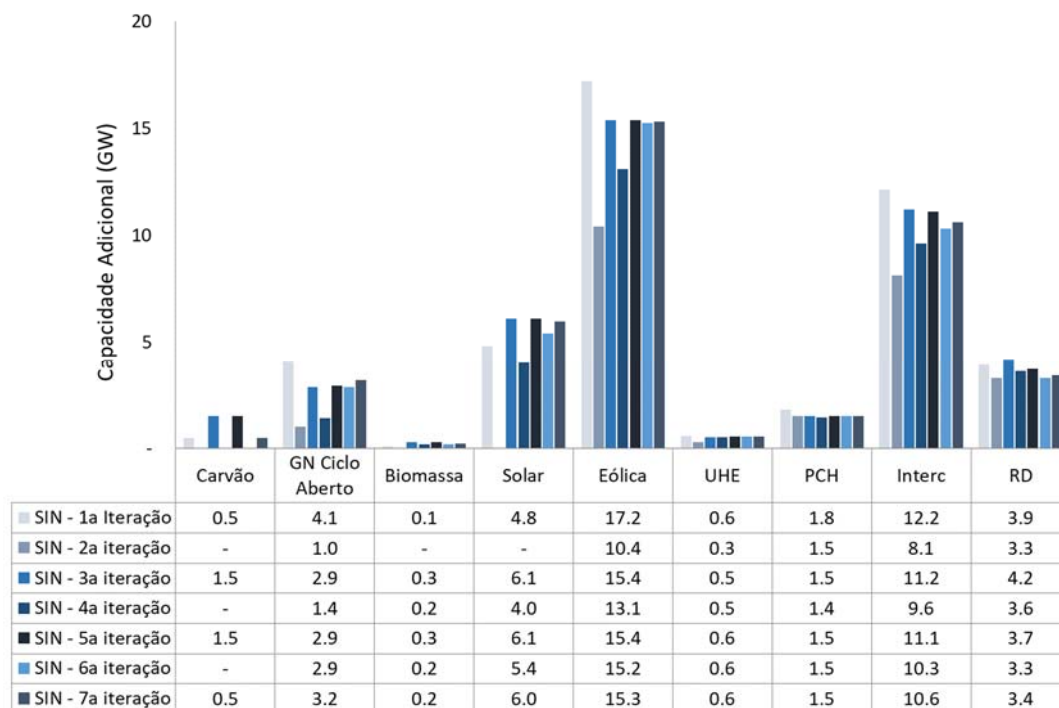


Figura 37 – Expansão da Geração e Interconexão em Capacidade Instalada - 2030 a 2035 – 1ª a 7ª Iteração.

Na 1ª iteração, não existem REDs no horizonte de estudo (2030-2035). Então, a tendência é que nesta iteração o modelo invista em uma maior quantidade de recursos centralizados e interconexões (modelo de tubos entre subsistemas).

Observa-se ainda, a partir do gráfico da Figura 37, uma variação da expansão por fonte, em capacidade instalada, ao longo das primeiras iterações. Esta tendência de variação reduz a partir da 5ª iteração, sinalizando o direcionamento a convergência (que será explorada mais a frente no relatório).

Em seguida, no estudo de caso, simula-se a operação hidrotérmica horária do sistema. A Figura 38 e Figura 39 indica para os anos de 2030 e 2035, respectivamente, os valores médios de geração por fonte, em percentual da demanda de cada distribuidora, incluindo também o montante de energia importada da Rede Básica para o suprimento da demanda. Destaca-se que de 2030 para 2035, há uma tendência de redução da importação de energia do N1 e aumento da geração com os recursos internos da distribuidora (existentes e expandidos pelo Optgen).

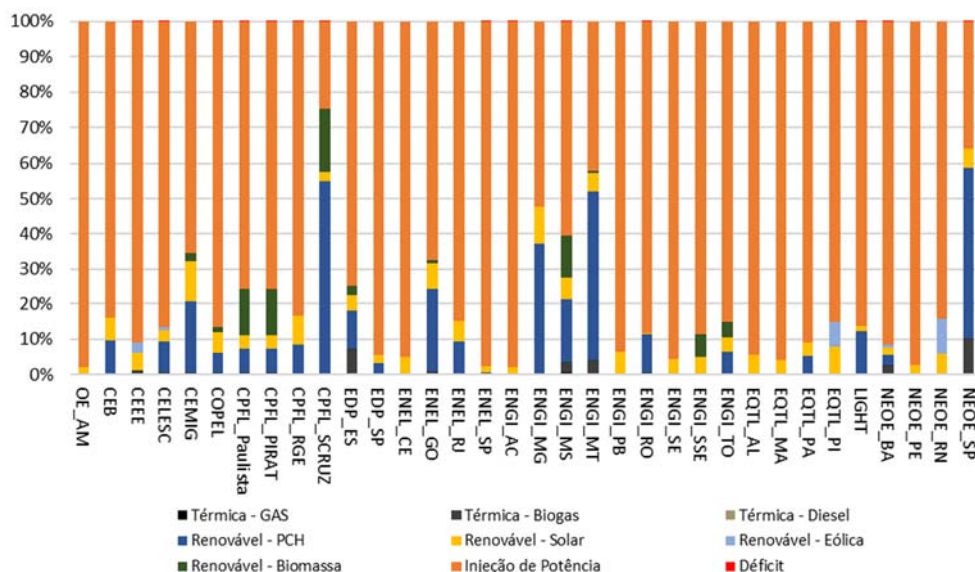


Figura 38 – Geração média por distribuidora, em %, 2030 – 1ª iteração.

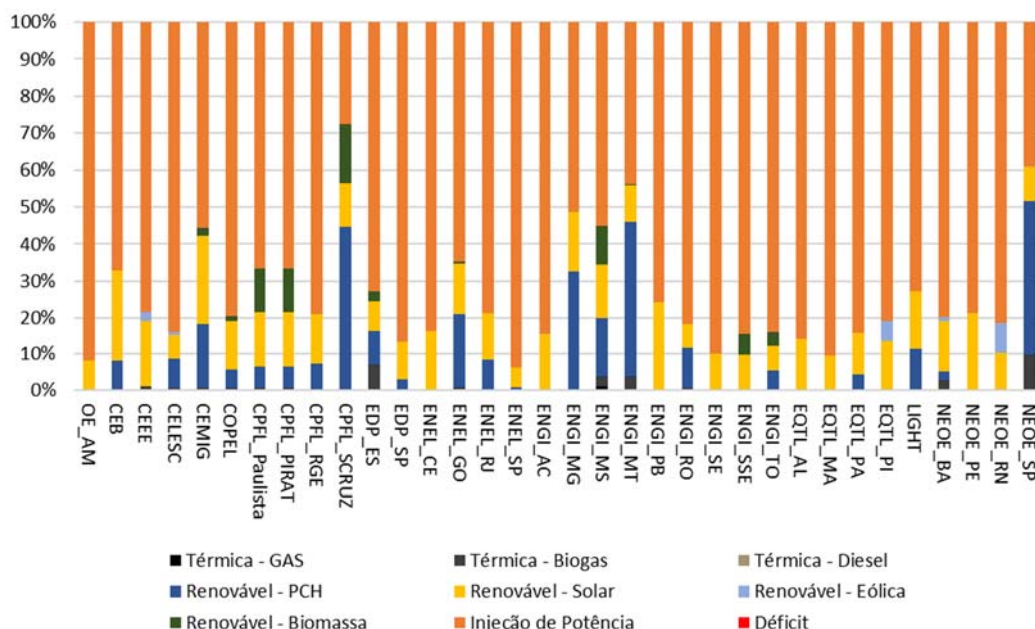


Figura 39 – Geração média por distribuidora, em %, 2035 – 1ª iteração.

Além dos resultados de geração média por distribuidora, a simulação operativa permite obter os CMOs horários utilizados no acoplamento N1-N2/N3 que juntamente com a TUST são utilizados como *input* para a expansão do sistema no N2/N3, conforme indicado na Figura 27.

Na Figura 40 e Figura 41 ilustram-se, respectivamente, os CMOs médios horários para as séries de quatro subsistemas nos anos de 2030 e 2035. Pode-se observar que especialmente no ano de 2035 há uma diferença significativa nos valores de CMOs entre as iterações.

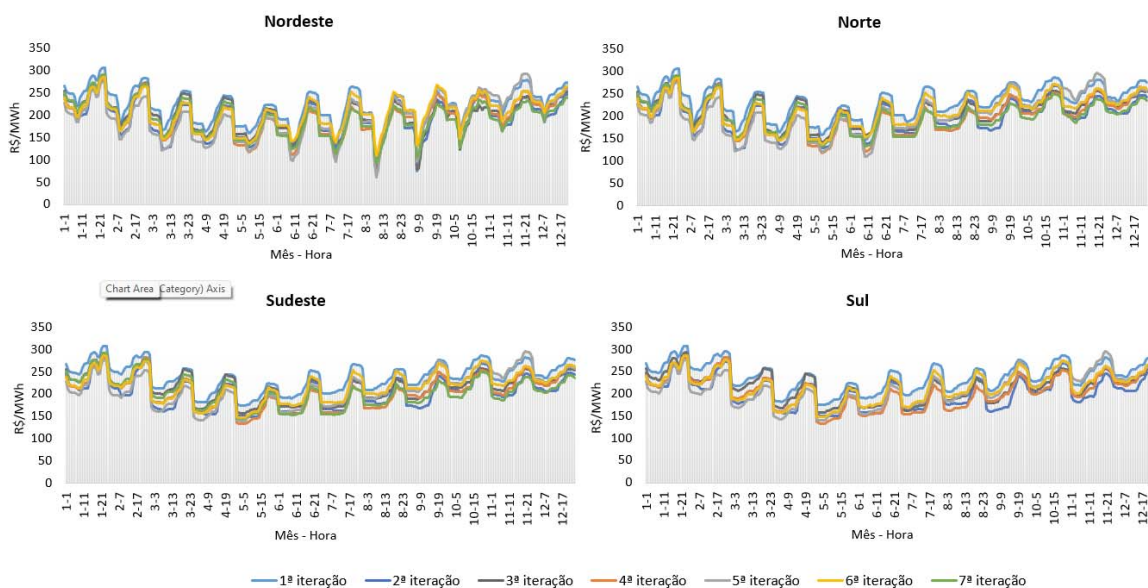


Figura 40 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2030, na 1ª a 7ª iteração.

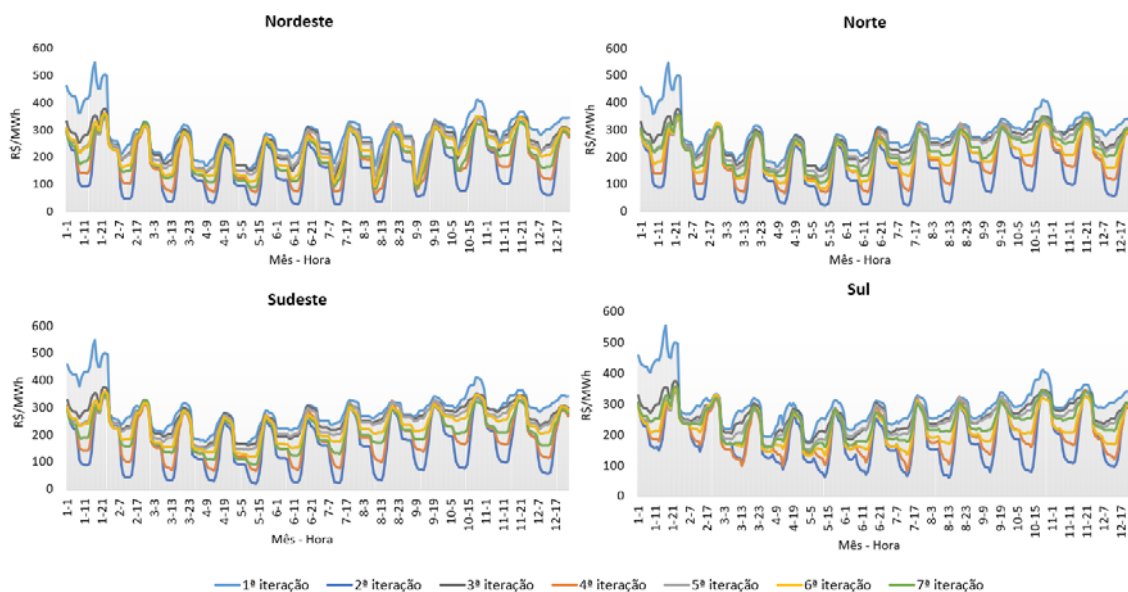


Figura 41 – CMO médio nas barras de fronteira do NE, SE, N, S em 2035, na 1ª a 7ª iteração.

Uma vez que o planejamento no N2/N3 considera o *trade-off* de investir em novos recursos, utilizar os existentes e importar os serviços do N1, maiores custos de “aquisição” do N1 estimulam a inserção de REDs. Como pode-se notar da Figura 40 e Figura 41, os CMOs na 1ª iteração são elevados e assim, a expansão total resultante na 1ª iteração é de 67 GW de REDs. A expansão por distribuidora, em capacidade instalada (GW) e por tipo de RED é ilustrada na Figura 42, podendo-se observar a predominância do recurso solar fotovoltaico na expansão.

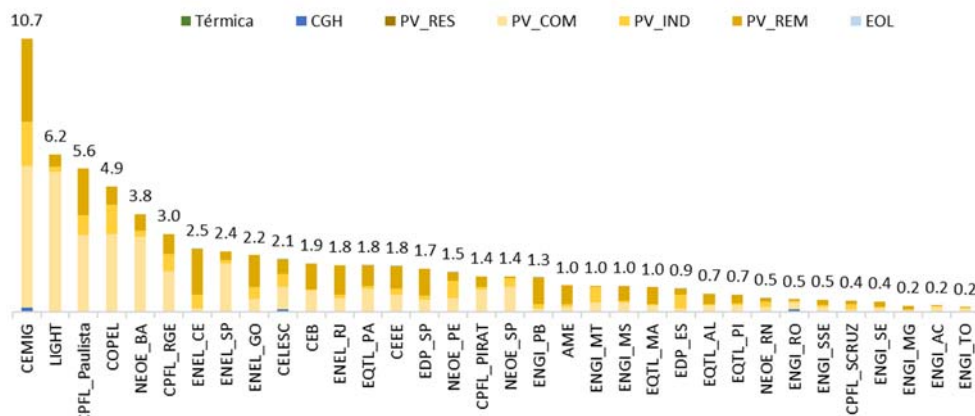


Figura 42 – Expansão Endógena dos REDs por distribuidora (em GW) – 1ª iteração.

Conforme mencionado no capítulo 4, seção 4.2.1.3, algumas distribuidoras foram simuladas no N2/N3 com perdas explícitas através da representação detalhada e alimentadores equivalentes, enquanto outras distribuidoras foram consideradas através de uma representação simplificada, em nó único e perdas implícitas.

No caso de distribuidoras com representação simplificada, e perdas implícitas, é possível notar que, em termos de expansão, o modelo de otimização opta por novos investimentos sempre em GDFV e CGH que são os recursos mais baratos. Assim, a demanda é suprida através dos recursos existentes, novas fontes (GDFV e CGH) e importação de energia do N1.

No caso da representação detalhada da rede, observa-se que, em geral, o mix de expansão das distribuidoras passa a conter outros REDs além de GDFV e CGH, inclusive eólicas e térmicas movidas à biogás. Isso ocorre porque na representação detalhada se considera a perda de forma explícita, sendo possível capturar atributos locais dos REDs em diferentes regiões da rede de distribuição. Assim, o *tradeoff* de investir em novos recursos, utilizar recursos existentes e importar serviços do N1 pode resultar no investimento de REDs com custo total (investimento e operação) maiores.

Após o término da 1ª iteração N1-N2/N3, os resultados da expansão endógena dos REDs são considerados como *input* na simulação da próxima iteração do N1 (2ª iteração). Observa-se da Figura 37 que na 2ª iteração *não* há investimento em solar centralizada no horizonte de 2030-2035 e isso ocorre, pois, as fontes solares descentralizadas representadas no N1 através de injeções proveem ao sistema atributos similares à fonte solar centralizada.

A presença de REDs no planejamento e operação do N1 resultantes da expansão no N2/N3 da 1ª iteração resulta na tendência de redução dos CMOs médios do sistema, especialmente nos horários do dia com irradiação solar, conforme pode ser observado pela Figura 40 e Figura 41. Dessa forma, com a presença de custos de importação dos serviços do N1 menores na 2ª iteração, a atratividade de investimento em novos REDs reduz, resultando em aproximadamente 4 GW de nova capacidade instalada de RED no planejamento da expansão do N2/N3 na 2ª iteração.

Em seguida, os resultados da expansão de REDs da 2ª iteração servem de input para o início do processo de expansão N1-N2/N3.

Assim, no estudo de caso o processo iterativo N1-N2/N3 é repetido por sete iterações e a Figura 43 sintetiza os resultados obtidos no N2/N3 nas sete iterações, por tipo de tecnologia.

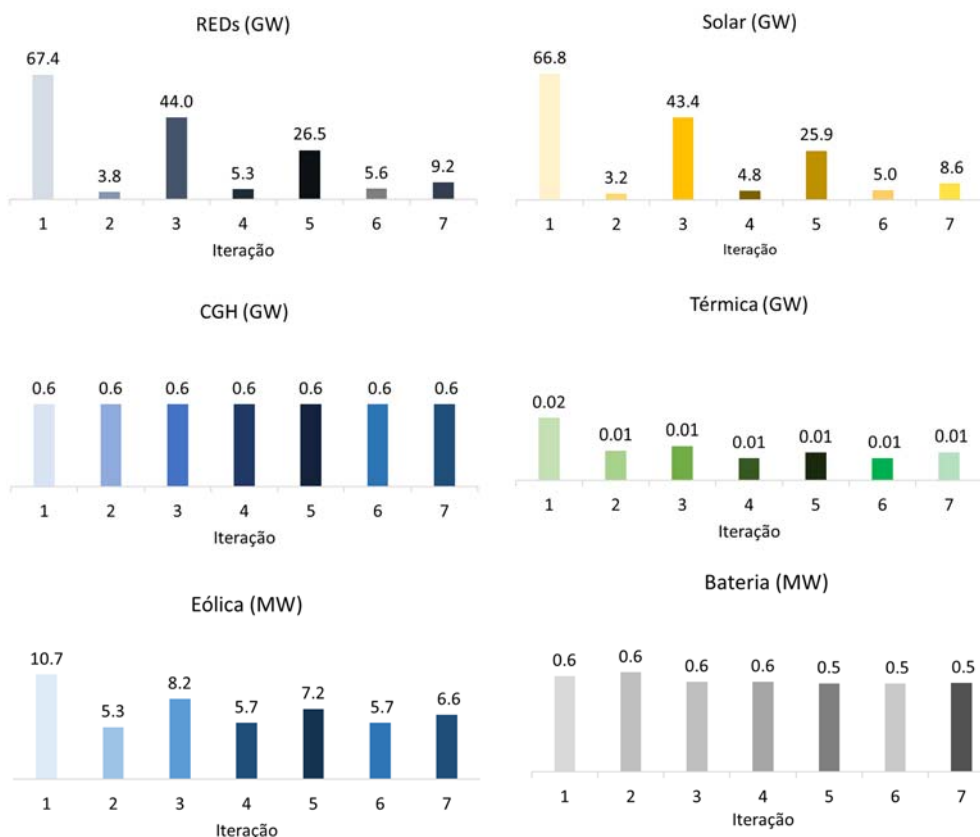


Figura 43 – Expansão Endógena dos REDs por fonte – 2030 a 2035 – 1ª a 7ª iteração.

Com os resultados obtidos, é possível observar o comportamento oscilatório da expansão total dos REDs ao longo das iterações conforme Figura 44 e com tendência para convergência já que ao longo do processo a diferença entre a quantidade de REDs entre uma iteração e outra diminui.

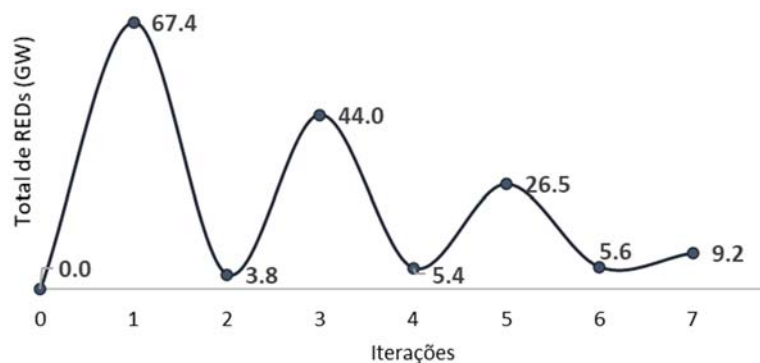


Figura 44 – Total de REDs (GW) por iteração no horizonte de análise (2030-2035).

Com o método proposto (hierárquico, iterativo) que consiste em uma decomposição do problema integrado original, quanto mais iterações são simuladas, melhor é a solução encontrada. Portanto, o critério de convergência sugerido consiste em parar o processo iterativo quando a expansão de REDs entre duas iterações consecutivas seja similar.

No limite, quando a expansão em RED de uma iteração for exatamente igual a de uma iteração anterior, terá sido alcançado a solução de equilíbrio e, portanto, *a solução ótima que minimiza os custos totais de expansão*. A Figura 45 indica os custos totais de expansão (investimento e operação) em cada iteração simulada e é possível observar a tendência de convergência dos custos totais.

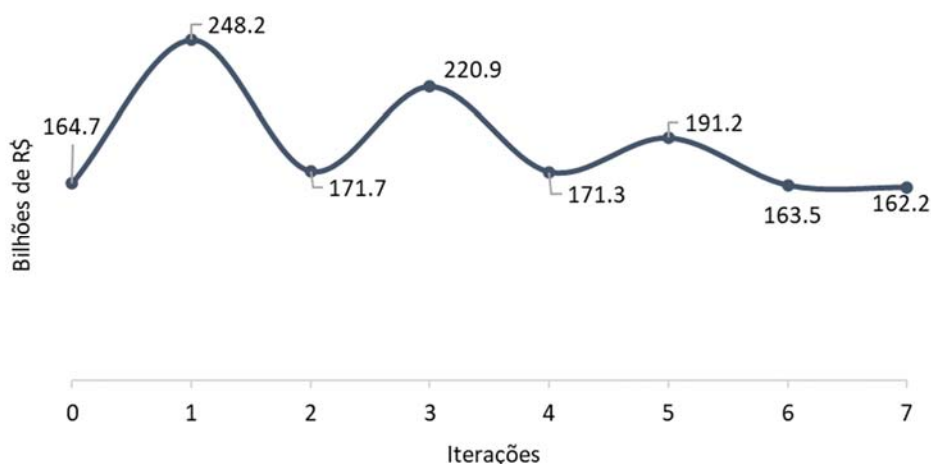


Figura 45 – Custo Total de Expansão (Bilhões de Reais) por iteração.

5 CONCLUSÕES

As revisões bibliográficas realizadas no escopo do projeto permitiram a identificação de diversas recomendações efetuadas por referenciais teóricos para integração dos RED ao sistema elétrico. As soluções passam por alterações (i) na estrutura organizacional do setor e no papel desempenhado pelas distribuidoras de energia elétrica; (ii) nos ambientes regulatórios; e (iii) em adaptações em modelos de planejamento de expansão para contemplar a representação dos REDs. Estes apontamentos são necessários em função da difusão dos RED, com a possibilidade de implementação de novos modelos de negócios e dos seus potenciais impactos no setor elétrico, incluindo a operação e o planejamento do sistema.

Assim, com a possibilidade de múltiplos serviços sendo transacionados pelos agentes e novos players nos mercados, como por exemplo, agregadores, pode ocorrer mudanças no papel das distribuidoras. Recomenda-se que tanto a operação da rede de distribuição como a coordenação dos despachos de RED sejam feitos pela distribuidora, uma vez que esta possui maior conhecimento sobre a rede. Dentro deste contexto, poderia ser criada uma plataforma de serviços distribuídos (*Distributed System Platform - DSP*), que tornaria o papel das distribuidoras mais ativo em relação à integração dos RED ao sistema.

No que tange ao modelo regulatório, foram sugeridas 15 propostas de ajustes e adaptações para o setor elétrico brasileiro no curto, médio e longo prazo, de acordo com adequações na regulação técnica e econômica para integração dos RED, considerando as melhores práticas internacionais, as características do Sistema Elétrico Brasileiro, barreiras legais e regulatórias e a distância/esforço para implementação. As propostas de ajustes demandam especialmente adaptações no PRORET, sinalizam a necessidade de definição de arcabouço regulatório para sistemas de armazenamento de energia, agregação de resposta da demanda/usinas virtuais e microrredes e aprovação do uso de NWA.

Além disso, neste trabalho avaliou-se o estado da arte dos custos e benefícios associados à presença de REDs e alternativas para quantificação e valoração dos impactos. Embora diversas metodologias objetivem quantificar explicitamente os custos e benefícios dos REDs, através da valoração dos seus atributos, observa-se, através da revisão da literatura, um crescente esforço e dedicação de países e jurisdições em avaliar o custo e benefício dos REDs de forma integrada aos sistemas elétricos ao buscar acoplar estes recursos nos modelos computacionais de expansão e operação dos sistemas elétricos.

Ao acoplar os REDs em modelos de planejamento, especialmente através de métodos de endógenos, é possível não só avaliar os benefícios, custos e serviços que podem prover ao sistema, mas também verificar a atratividade dos recursos descentralizados em comparação com fontes tradicionais e recursos centralizados do sistema. Assim, neste sentido, propõe-se uma metodologia de planejamento da expansão contemplando a representação dos REDs de forma endógena (exceto pela representação dos veículos elétricos) que se caracteriza por ser em níveis (N1, N2 e N3), hierárquica, integrada e iterativa.

De acordo com os resultados obtidos no estudo de caso, observa-se o crescimento da participação de renováveis não convencionais na matriz energética, aumento de mecanismos de

resposta da demanda e a importância da rede de transmissão na otimização e uso dos recursos na operação do sistema. Destaca-se que a abordagem de expansão na rede de distribuição (N2/N3), considerando rede e perdas, é um diferencial da metodologia frente a outros métodos reunidos a partir da revisão da literatura. A representação de rede e perdas na média e baixa tensão da distribuidora no estudo de caso permitiu concluir que não se pode afirmar *ex-ante* que REDs resultam em redução ou aumento de perdas técnicas em alimentadores e/ou no sistema de distribuição como um todo. É importante simular cada distribuidora individualmente, considerando suas características, que incluem topologia da rede, característica dos alimentadores, perfil e montante da demanda nos alimentadores, quantidade de REDs, dentre outras.

Na metodologia proposta, utiliza-se como métrica de equilíbrio e convergência a quantidade, em capacidade instalada, de expansão de REDs. Assim, o equilíbrio dos níveis N1 e N2/N3 é alcançado quando não há mudança, acima de uma tolerância, da expansão total dos REDs entre duas iterações consecutivas. Quando se obtém uma solução em que a expansão de REDs entre duas iterações consecutivas é igual, foi atingido o ótimo global e *expansão de mínimo custo global*.

Ressalta-se que se realizou o estudo de caso até a 7ª iteração, permitindo observar a tendência de equilíbrio do total de expansão dos REDs ao longo das iterações e de convergência dos custos totais. Assim, diante do exposto, observa-se que com a metodologia proposta é possível avaliar de forma endógena o impacto da presença de REDs no planejamento da expansão.

6 REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, 2020. Base de dados de unidades de geração distribuída. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>, (Acesso: Fevereiro de 2022)
- [2] MIT - Massachusetts Institute of Technology. Utility of the future: an MIT energy initiative response to an industry in transition. Cambridge, dez.2016
- [3] Falcão, D. M. Introdução às Redes Elétricas Inteligentes. 2018.
- [4] Ropuszyńska-Surma, E., EDYTAWĘGLARZ, M. The Virtual Power Plant – A Review of Business Models. E3s Web Of Conferences, [s.l.], v. 108, 2019. EDP Sciences. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1051/e3sconf/201910801006>.
- [5] Basterra, M. L.; Ozamiz, M. B. Modelos de Negocio en Recursos Distribuidos de Electricidad. Bilbao: Orkestra, 2020. Disponível em: <https://www.orquestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/1889-200006-modelos-negocio-recursos-distribuidos-electricidad>.
- [6] ANEEL. Micro e minigeração distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica; 2. Ed. Brasília, Mai. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeração+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>. Acesso em 10/03/2020.
- [7] PSR, Julião Coelho. Projeto Cooperado de P&D sobre Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica: Subprojeto 3 – Análise de Impacto Regulatório. 2019.
- [8] Naruto, D. T., 2017. Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica. Monografia de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- [9] Schwartz, S. General overview presentation: energy storage overview. Parker, mar.2016.
- [10] DOE – Department of Energy. “Potential Benefits of High-Power, High-Capacity Batteries”.2020b. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/02/f71/Potential_Benefits_of_High_Powered_Batteries_Report.pdf Acesso em: 11 mar. 2020.
- [11] IRENA – International Renewable Energy Agency. Utility-Scale Batteries: Innovation Landscape Brief. Abu Dhabi, 2019a

- [12] IRENA – International Renewable Energy Agency. Behind-The-Meter Batteries: Innovation Landscape Brief. Abu Dhabi, 2019b.
- [13] RMI – Rocky Mountain Institute. Electric Vehicles as Distributed Energy Resources. 2016. Disponível em: <https://rmi.org/insight/electric-vehicles-distributed-energy-resources/>. Acesso em: 10 mar. 2020.
- [14] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético. 2019. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf. Acesso em: 11 mar. 2020.
- [15] NEXT-KRAFTWERKE. How to network distributed energy resources. 2020b. Disponível em: <https://www.next-kraftwerke.com/vpp/virtual-power-plant> Acesso em: 03 abr. 2020.
- [16] Redfield, J. The Connection between Microgrids and Energy Efficiency. 2014. Disponível em: <https://microgridknowledge.com/connection-microgrids-energy-efficiency/>. Acesso em: 01 abr. 2020.
- [17] Burger, S. P., & Luke, M. (2016). Business Models for Distributed Energy Resources: A Review and Empirical Analysis. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/germany-2020>. Acesso em: 20 de Julho de 2020.
- [18] Gómez, T.; Momber, I.; Abbad, M.R.; Miralles, A.S. Regulatory framework and business models for charging plug-in electric vehicles: infrastructure, agents and commercial relationships. Energy Policy, v.39, p. 6360-6375, 2011.
- [19] Madina, C.; Zamora, I.; Zabala, E. Methodology for assessing electric vehicle charging infrastructure business models. Energy Policy, v.89, p.284-293, 2016.
- [20] RMI – Rocky Mountain Institute. Navigating utility business model reform: a practical guide to regulatory design. 2018. Disponível em: <https://rmi.org/insight/navigating-utility-business-model-reform> . Acesso em: 10 mar. 2020.
- [21] Frantzis. L; Graham.R; Sawyer.H. Photovoltaics Business Models. 2008. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42304.pdf> Acesso em: 10 de março de 2020.

- [22] Kema, D. Microgrids–Benefits, Models, Barriers and Suggested Policy Initiatives for the Commonwealth of Massachusetts. 2014.
- [23] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz Erneuerbare Energien Gesetz [Online]. 2017. Disponível em: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf. Acesso em: 20 de Julho de 2020.
- [24] APPM GmbH German Charging Infrastructure Regulations [Online]. 2019. Disponível em: https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/04/German%20charging%20infrastructure%20regulations%20report%20march%202019_0.pdf. Acesso em: 20 de Julho de 2020.
- [25] Norton Rose Fulbright [Online]. - Março de 2017. - Disponível em: [https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/1d322179/energy-storage-in-germany---what-you-should-know#:~:text=Power%20to%20gas%20Liquid%20systems%20usually%20require%20a%20permit%20under,transport%20system%20operators%20\(TSOs\)](https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/1d322179/energy-storage-in-germany---what-you-should-know#:~:text=Power%20to%20gas%20Liquid%20systems%20usually%20require%20a%20permit%20under,transport%20system%20operators%20(TSOs)). Acesso em: 22 de Julho de 2020.
- [26] Irena Solutions To Integrate High Shares Of Variable Renewable Energy [Online]. 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2019/Jun/ Solutions-to-integrate-high-shares-of-variable-renewable-energy>. Acesso em: 21 de Julho de 2020.
- [27] GERZA ADAM California Utilities now Accepting Applications for Net Energy Metering (NEM) – Paired Storage [Online] energy toolbase., 16 de dezembro de 2019. Disponível em: <https://www.energytoolbase.com/newsroom/PolicyUpdates/california-utilities-now-accepting-applications-for-nem-net-energy-metering-paired-storage>. Acesso em: 19 de maio de 2020.
- [28] SCE Solar Energy | Applying for Interconnection and Net Energy Metering [Online] SCE. CE, 2020. Disponível em: https://www.sce.com/sites/default/files/inlinefiles/NEM_Fact_Sheet_0119_WCAG_1.pdf. Acesso em: 21 de maio de 2020.
- [29] New York Battery and Energy Storage Energy Storage Guide [Online], NY-BEST.- NY-BEST, Março de 2018. Disponível em: <https://www.ny-best.org/sites/default/files/resources/Energy%20Storage%20Guide%205.17.pdf>. Acesso em: 15 de abril de 2020.

- [30] AER Smart meters and you [Online], AER. 2019. Disponível em: https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20factsheet%20-%20Smart%20meters%20and%20you_0.pdf. Acesso em: 06 de junho de 2020.
- [31] Energy Networks Australia Distributed Energy Resources Grid Connection Guidelines [Online], 2018. Disponível em: https://www.energynetworks.com.au/assets/uploads/distributed_energy_resources_grid_connection_guidelines_framework_and_principles.pdf. Acesso em: 20 de Julho de 2020.
- [32] AEMC Distributed energy resources [Online], AEMC. AEMC, 2020d, 26 de maio de 2020. Disponível em: <https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/electricity-system/distributed-energy-resources>.
- [33] Solar Quote Solar Power System Grid Connection Processes – State By State [Online], Solar Quote. Solar Quote, 2020a. Disponível em: <https://www.solarquotes.com.au/grid-connection/> Acesso em: 13 de julho de 2020.
- [34] GIZ, CNE e Federal Ministry for the Environment Nature Conservation and Nuclear Safety Non-conventional Renewable Energies in the Chilean Electricity Market [Online]. 2018. Disponível em: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/ncre_in_chile.pdf. Acesso em: 21 de Julho de 2020.
- [35] CNE Anuario Estadístico de Energía 2018 [Online]. 2019. Disponível em: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/04/Anuario-CNE-2018.pdf>. Acesso em: 20 de Julho de 2020.
- [36] Unión Española Fotovoltaica Guía Para El Autoconsumo [Online].- 2019. Disponível em: https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2019/08/1905_PVP4Grid_Bericht_Spain_RZ_web_BSW.pdf. Acesso em: 21 de Julho de 2020.
- [37] Ovems Legislación Y Normativa [Online], Ovems. Ovems, 2020. Disponível em: <https://evobservatory.iit.comillas.edu/legislacion-y-normativa>. Acesso em: 11 de junho de 2020.
- [38] Vitale Cristina Spain towards the famous demand aggregator [Online], Magnus Commodities. Magnus Commodities, 14 de janeiro de 2020. Disponível em:

<https://www.magnuscmd.com/spain-towards-the-famous-demand-aggregator/>. Acesso em: 10 de junho de 2020.

[39] E-Distribuzione Regole tecniche per le connessioni [Online], E-Distribuzione. - E-Distribuzione, 2020^a. Disponível em: https://www.e-distribuzione.it/connessione-alla-rete/Regole_tecniche.html. Acesso em: 16 de junho de 2020.

[40] CEC The Distributed Energy Resources Revolution A Roadmap For Australia's Enormous Rooftop Solar And Battery Potential [Online], 2019. Disponível em: <https://www.cleanenergycouncil.org.au/resources/resources-hub/the-distributed-energy-resources-revolution-a-roadmap-for-australias-enormous-rooftop-solar-and-battery-potential>. Acesso em: 20 de Julho de 2020.

[41] Matschoss Patrick. The German incentive regulation and its practical impact on the grid integration of renewable energy systems [Periódico] - Potsdam: Elsevier, 2018.- 8: Vol. I.

[42] OFGEM State of the Market 2019 [Online], OFGEM, 13 de Março de 2019. Disponível em: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/20191030_state_of_energy_market_revised.pdf

[43] Lazar Jim, Weston Frederick E Shirley Wayne Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application [Online].2016. Disponível em: <https://www.raponline.org/knowledge-center/revenue-regulation-and-decoupling-a-guide-to-theory-and-application-incl-case-studies/> Acesso em: 20 de Julho de 2020.

[44] Southern California Edison Rates [Online] Southern California Edison.- Southern California Edison, 2020. Disponível em: <https://www.sce.com/business/rates>. Acesso em: 24 de Março de 2020.

[45] PSC Schedule for Electricity Service [Online], Consolidated Edison. Consolidated Edison, 2020. Disponível em: <https://www2.dps.ny.gov/ETS/jobs/display/download/6568706.pdf> Acesso em: 13 de Abril de 2020

[46] Simshauser Paul Lessons from Australia's National Electricity Market 1998-2018: the strengths and weaknesses of the reform experience [Artigo], Cambridge Working Papers in Economics, 2019.- Vol. 1972.

- [47] AEMC National Electricity Rules Version 138 [Online], 2020. Disponível em: <https://www.aemc.gov.au/energy-rules/national-electricity-rules/national-electricity-rules-version-138> Acesso em: 20 de Julho de 2020
- [48] Mercados Consultores Revisión de las Metodologías de Remuneración de las Actividades de Distribución y Transmisión de Energía Eléctrica [Online], 2014. Disponível em: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/57f23dde3a9f52a705257cf900799780/\\$FILE/Circular034-2014%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/57f23dde3a9f52a705257cf900799780/$FILE/Circular034-2014%20Anexo.pdf) Acesso em: 21 de Julho de 2020
- [49] Zinaman Owen et al. Grid-Connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics [Online]. 2017 Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68469.pdf> Acesso em: 21 de Julho de 2020
- [50] CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019 [Online]. 2019. Disponível em: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/9665e39a-3d8b-25dd-7545-09a247f9c2ff> Acesso em: 21 de Julho de 2020
- [51] NVE Power distance as an output parameter for grid companies [Online]. - 2019. Disponível em: http://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2019/rme_eksternrapport2019_01.pdf. Acesso em: 21 de Julho de 2020
- [52] CNMC Circular 6/2019 De 5 De Diciembre Por La Que Se Establece La Metodología Para El Cálculo De La Retribución De La Actividad De Distribución De Energía Eléctrica [Online]. 2019. - Disponível em: <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00919> Acesso em: 21 de Julho de 2020
- [53] Arera Relazione Annuale 2019 [Online]. 2020. - Disponível em: <https://www.arera.it/it/eventi/19/ra19.htm>
- [54] GRTGAZ Deutschland [Online], 01 de Janeiro de 2020. Disponível em: <https://www.grtgaz-deutschland.de/en/networkaccess> Acesso em: 14 de Abril de 2020.
- [55] OFGEM [Online], 2020. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/network-indicators>.
- [56] Ausgrid Network Price List 2019-2020 [Online] Ausgrid. Ausgrid, 2020. Disponível em: <https://www.ausgrid.com.au/-/media/Documents/Regulation/>

[Pricing/PList/Ausgrid-Network-Price-List-FY201920.pdf](#). Acesso em: 08 de maio de 2020.

[57] Ministerio de Energía del Chile Normas Generales. Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican. [Online]. 2017. Disponível em: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1106886> Acesso em: 21 de Julho de 2020.

[58] IEA Germany 2020: Energy Policy Review [Online], 2020, Disponível em: <https://www.iea.org/reports/germany-2020>. Acesso em: 20 de Julho de 2020.

[59] Woolf, T., Neme, C., Kushler, M., Schiller, S., and Eckman, T., “National standard practice manual for assessing cost-effectiveness of energy efficiency resources.” Prepared by The National Efficiency Screening Project. (2017).

[60] Empresa de Pesquisa Energética – EPE, “Recursos Energéticos Distribuídos. Documento de Apoio ao PNE 2050”, 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/GT%20PNE%20-%20RED%20-%20Relat%C3%B3rio%20Final.pdf> (Acesso: 03/06/2020)

[61] "Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them." US Department of Energy, Washington, DC, USA, Tech. Rep (2006).

[62] Woolf, T., et al. "A Framework for Evaluating the Cost-Effectiveness of Demand." Department of Energy, USA (2013).

[63] Woolf, T., et al. "Benefit-Cost Analysis for Distributed Energy Resources: A Framework for Accounting for All Relevant Costs and Benefits." Synapse Energy Economics. Prepared for the Advanced" Energy Economy Institute (2014).

[64] Forsten, K. "The integrated grid - A Benefit-Cost Framework." Electric Power Research Institute (EPRI): Palo Alto, CA, USA (2015).

[65] Panfil, M., Fine, J. “Demand Response to Work for California” (2015) Disponível em: <https://www.edf.org/sites/default/files/demand-response-california.pdf> (Acesso: 22/04/2020)

- [66] Faria, P., J. Spinola, and Z. Vale. "Identified Short and Real-Time Demand Response Opportunities in the Corresponding Requirements and Concise Systematization of the Conceived and Develop. Dram GO." Horizon (2017).
- [67] Cal. Pub. Utilities. Comm'n, "Standard Practice for Cost-benefit Analysis of Conservation and Load Management Programs: Joint Staff Report", 1983.
- [68] Rickerson, W., Gillis, J., & Bulkeley, M. (2019). The value of resilience for distributed energy resources: An overview of current analytical practices. Nat. Assoc. Regulatory Utility Commissioners, Tech. Rep.
- [69] Denholm, P., Margolis, R., Palmintier, B., Barrows, C., Ibanez, E., Bird, L., and Zuboy, J. "Methods for analyzing the benefits and costs of distributed photovoltaic generation to the US electric utility system". 2014, National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States).
- [70] Larsen, J, Herndon, W., "What Is IT Worth? The State of the Art in Valuing Distributed Energy Resources", 2017, Disponível em: https://rhg.com/wp-content/uploads/2017/01/RHG_WhatsItWorth_Jan2017.pdf (Acesso: 22/05/2020)
- [71] Woolf, T., et al. "A Framework for Evaluating the Cost-Effectiveness of Demand." Department of Energy, USA (2013).
- [72] Duncan, J., and Dallas B., "Does Integrated Resource Planning Effectively Integrate Demand-Side Resources?" (2018).
- [73] EPE, 2019. "Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029". Nota Técnica DEA 016/2019
- [74] Assunção J., Schutze A., 2017. "Developing Brazil's Market for Distributed Solar Generation". Núcleo de Avaliação de Políticas Climáticas – PUC-Rio
- [75] Meade R., 2019. "Measuring Prosumer Welfare: Modelling Household Demand for Distributed Energy Resources and Residual Electricity Supply". Presentation at the EPOC Winter Workshop 2019, University of Auckland.
- [76] Sigrin B., Gleason M. et al, 2016. "The Distributed Generation Market Demand Model (dGen): Documentation". Technical Report NREL/TP-6A20-65231
- [77] Konzen G., 2014. "Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: Uma simulação via modelo de Bass". Dissertação de Mestrado – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

- [78] Meade N., Islam T., 2006. “Modelling and forecasting the diffusion of innovation – A 25-year review”. *International Journal of Forecasting* 22 (2006) 519– 545
- [79] Dong C., Sigrin B., Brinkman G., 2017. “Forecasting residential solar photovoltaic deployment in California”. *Technological Forecasting & Social Change* 117 (2017) 251–265
- [80] Zhang Y., Zhong M., Geng N., Jiang Y., 2017. “Forecasting electric vehicles sales with univariate and multivariate time series models: The case of China”. *PLoS ONE* 12(5): e0176729. [https:// doi.org/10.1371/journal.pone.0176729](https://doi.org/10.1371/journal.pone.0176729)
- [81] Kurdgelashvili L., Shih C. et al, 2019. “An empirical analysis of county-level residential PV adoption in California”. *Technological Forecasting & Social Change* 139 (2019) 321–333
- [82] Kiesling, E., Guenther, M., Stummer, C., Wakolbinger, L.M., 2012. “Agent-based simulation of innovation diffusion: a review”. *Central European Journal of Operations Research* 20.2 (2012): 183-230.
- [83] Coelho M.D.P., Saraiva J.T., Konzen G., Araujo M.C., Pereira A.J.C., 2019. “Modelling the Growth of DG Market and the Impact of Incentives on its Deployment: Comparing Fixed Adoption and System Dynamics Methods in Brazil”. 2019 IEEE Milan PowerTech conference. DOI: 10.1109/PTC.2019.8810994
- [84] Denholm, P., Margolis, R., Palmintier, B., Barrows, C., Ibanez, E., Bird, L., and Zuboy, J. “Methods for analyzing the benefits and costs of distributed photovoltaic generation to the US electric utility system”. 2014, National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States).
- [85] Gundlach, J., Unel, B., “Getting the value of distributed energy resources right” (2019), Institute for Policy Integrity – New York University School of Law, New York, NY (United States). Disponível em: https://policyintegrity.org/files/publications/Value_of_DER_Report.pdf (Acesso em: 30/06/2020)
- [86] Cohen, M. A., P. A. Kauzmann, and D. S. Callaway. "Effects of distributed PV generation on California's distribution system, part 2: Economic analysis." *Solar Energy*, 2016.
- [87] Woolf, T., Whited, M., A. Horowitz, T. Vitolo, W. Ong “Distributed Solar in the District of Columbia.” Prepared for the Office of the People’s Counsel for the District

of Columbia by Synapse Energy Economics, Inc. (2017) Disponível em: <http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/Distributed-Solar-in-DC-16-041.pdf>. (Acesso em: 29/06/2020)

[88] Shrader, J., Unel, B., “Valuing Pollution Reductions: How to monetize greenhouse reductions gas and local Air Pollutant reductions from distributed energy resources”, 2018. Disponível em: https://policyintegrity.org/files/publications/valuing_pollution_reductions.pdf (Acesso em: 31/05/2020).

[89] Woolf, T., Whited, M., Malone, E., Vitolo, T., “Hornby, R. Benefit-cost analysis for distributed energy resources”. Advanced Energy Economy Institute, Cambridge (2014).

[90] Cole, W., Lewis, H., Sigrin, B, Margolis R., “Interactions of rooftop PV deployment with the capacity expansion of the bulk power system.” Applied Energy 168 (2016) 473–481.

[91] Brown, M. et al. “Regional Energy Deployment System (ReEDS) Model Documentation: Version 2019”. (No. NREL/TP-6A20-74111) National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO (United States), 2020.

[92] Jenkins, J.D., Sepulveda, N.A. "Enhanced decision support for a changing electricity landscape: the GenX configurable electricity resource capacity expansion model." *An MIT Energy Initiative Working Paper*. <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2017/10/Enhanced-Decision-Support-for-a-Changing-Electricity-Landscape.pdf> (2017).

[93] Jenkins, J.D. “Electricity system planning with distributed energy resources: new methods and insights for economics, regulation, and policy”. Doctoral Dissertation, Massachusetts Institute of Technology, 2018.

[94] Anjo, J., Neves, D., Silva, C., Shivakumar, A., & Howells, M. “Modeling the long-term impact of demand response in energy planning: The Portuguese electric system case study”, 2018. Energy, 165, 456-468.

[95] Howells M, et al. “OSeMOSYS: the open source energy modeling system: an introduction to its ethos, structure and development.” Energy Pol Oct. 2011;39(10):5850-5870

- [96] Philippe, J., Beguery, P., Barton, P. “Microgrid Implementation Challenges and Key Technologies”. 2017. Disponível em: https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=998-2095-09-29-17AR0_EN (Acesso em: 21 de julho de 2020).
- [97] Khodaei, A., Shahidehpour, M., “Microgrid-Based Co-Optimization of Generation and Transmission Planning in Power Systems”. IEEE Transactions on Power Systems, 2012.
- [98] Papadaskalopoulos, D., et al, “Quantifying the Potential Economic Benefits of Flexible Industrial Demand in the European Power System”. IEEE Transactions on Industrial Informatics, Vol: 14, Pages: 5123-5132, ISSN: 1551-320, 2018
- [99] Pudjianto, D., Strbac, G. “Assessing the value and impact of demand side response using whole-system approach”. Power and Energy 2017, Vol. 231(6) 498–507.
- [100] Pudjianto, D., Aunedi, M. Djapic P., Strbac G., “Whole-Systems Assessment of the Value of Energy Storage in Low-Carbon Electricity”. IEEE Transactions on Smart Grid. Vol. 5, p. 1098, 2014.
- [101] Baringo, L., et al., “Robust expansion planning of a distribution system with electric vehicles, storage and renewable unit”. Applied Energy 265,11467, 2020.
- [102] Bertsimas D, Sim M. “The price of robustness”. Operations Research, 52:35–53, 2004.
- [103] Hawaiian Electric Maui Electric Hawai’i Electric Light, “Planning Hawaii’s Grid for Future Generations, Integrated Grid Planning Report”, 2018. Disponível em: https://www.hawaiianelectric.com/documents/clean_energy_hawaii/integrated_grid_planning/20180301_IGP_final_report.pdf (Acesso: 04/06/2020)
- [104] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Ranking 2019, Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/ranking-2019> (Acesso em: Setembro de 2021)
- [105] EPE. Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) – PDE 2030. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030> (Acesso: Setembro de 2021)
- [106] Energy systems of the future: Integrating variable renewable energy sources in Brazil's energy matrix, 2019.

- [107] EPE. Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) – PDE 2029. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/modelo-de-decisao-de-investimentos-mdi-pde-2029> (Acesso: Janeiro de 2021)
- [108] NREL. Electricity Annual Technology Baseline (ATB) Data. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2020/data.php> (Acesso: Janeiro de 2021)
- [109] ANEEL. Nota Técnica nº 71/2018 de 02 de abril de 2018: Estudo para aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
- [110] Base Power BI SISGD – Base de dados do Power Bi de Geração Distribuída – Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>.
- [111] Greener, Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 2º Semestre de 2020.
- [112] Alternative Renewables Cost Assumptions in AEO2020, Annual Energy Outlook 2020, 2021. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/section_issue_renewables.php (Acesso em: Outubro de 2021)
- [113] Lantz, Eric et al. Assessing the Future of Distributed Wind: Opportunities for behind-the-meter Projects. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2016.
- [114] Zucker, A. Cost development of low carbon energy technologies. 2018.
- [115] Atlas Brasil, Dados de 2010, Disponível em: <http://www.atlasbrasil.org.br/ranking> (Acesso em: Janeiro de 2021)
- [116] IPVA para veículos elétricos, Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE)
- [117] Frota de veículos por município e placa em 2020, Governo Federal. Disponível em: <https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/assuntos/transito/conteudo-denatran/frota-de-veiculos-2020> (Acesso em: Janeiro 2021)
- [118] Shane Downing, GreenBiz, 8 electric truck and van companies to watch in 2020, Disponível em: <https://www.greenbiz.com/article> (Acesso em: Março 2021)
- [119] Zero Emission Urban Bus System, ZeEUS Ebus Report An overview of electric buses in Europe, 2016. (Acesso em: Março 2021)

[120] Renault Group, The Range of Renault Zoe, Disponível em: <https://www.renaultgroup.com/en/news-on-air/news/the-range-of-renault-zoe/> (Acesso em: Março 2021)