



# Sistemas Energéticos do Futuro III

## Estado da arte de metodologias endógenas de difusão dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDS)

### Subproduto 2.3

#### Relatório Final

*Elaborado para*

**giz**

Agosto de 2020



Nº do Contrato: 83338036

## Sumário

1	Resumo executivo.....	5
1.1	Motivação.....	5
1.2	Objetivos.....	6
1.3	Visão Geral .....	6
1.4	Principais Conclusões.....	8
2	Introdução.....	9
2.1	Visão geral do projeto.....	9
2.2	Objetivo do relatório .....	11
2.3	Organização do relatório.....	12
3	Modelos endógenos x Modelos Exógenos.....	13
3.1	Definição .....	13
3.2	Dificuldade de implementação .....	14
3.3	Formas de acoplamento .....	15
4	Revisão bibliográfica de modelos endógenos.....	23
4.1	O modelo GenX.....	23
4.2	Impacto da Resposta da Demanda no Planejamento de Longo Prazo .....	33
4.3	Planejamento em micro rede como alternativa à co-otimização da geração e expansão da transmissão .....	37
4.4	O modelo <i>Whole-Electricity System Model (WeSIM)</i> .....	42
4.5	Planejamento da Expansão Robusta da Distribuição considerando VE, Baterias e PV..	52
4.6	Planejamento Integrado – Hawaii .....	56
5	Planejamento da expansão com representação endógena da RED – Proposta de metodologia	60
6	Conclusões .....	68
7	Referências .....	71

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Resumo da estrutura do relatório. ....	6
Figura 2 - Evolução histórica de mini- e microgeração distribuída no Brasil. ....	9
Figura 3 - Produtos a serem desenvolvidos no âmbito do projeto. ....	10
Figura 4 - Variáveis exógenas e variáveis endógenas e a relação com o modelo. ....	13
Figura 5 - Interação entre ReEDS e dSolar ....	17
Figura 6 - Custo de solar fotovoltaica em telhados - Cenários “ <i>Low PV Cost</i> ” e “ <i>Sun Shot</i> ” ....	18
Figura 7 - Capacidade Instalada de PV <i>Rooftop</i> – Cenário “ <i>Low PV Cost</i> ” ....	20
Figura 8 - Geração Solar Total (centralizada e descentralizada) – Cenário “ <i>Low PV Cost</i> ” ....	20
Figura 9 - Instalação de linhas para escoar geração solar centralizada – Cenário <i>Low PV cost</i> . .	21
Figura 10 - Impacto da expansão centralizada na instalação da rooftop PV. ....	21
Figura 11 - O conceito de zonas na representação da rede no modelo ....	25
Figura 12- Procedimento para representação das perdas no modelo de planejamento. ....	26
Figura 13 - Sistema Fictício (baseado no NYISO) ....	29
Figura 14 - Plano de Expansão Caso Base ....	31
Figura 15 - Evolução da capacidade instalada com restrição da resposta da demanda ....	32
Figura 16 - Instalação de baterias nos casos com restrição de resposta da demanda. ....	32
Figura 17 - Capacidade total instalada nos 3 cenários de expansão e de Resposta da Demanda. ....	35
Figura 18 - Evolução do Custo médio de energia x %DR - Cenário BAU ....	36
Figura 19 - Montantes de Cargas Transferidas nos três setores - Cenário BAU ....	36
Figura 20 - Configuração de Micro rede ....	38
Figura 21 - Esquema de decomposição que permite separar o planejamento em co-otimização de geração, transmissão e micro redes. ....	39
Figura 22 - Custo total de expansão e de energia não suprida para diferentes custos de investimento de micro redes. ....	41
Figura 23 - Árvore de decisão no SUCM. ....	43
Figura 24 - Exemplo de Rede Urbana e a função de custo de reforço para a rede de baixa (LV) e alta tensão (HV) em várias condições de ponta. ....	44
Figura 25 - Topologia da Rede de Transmissão (Representação em Multi-áreas) ....	45
Figura 26 - Benefício líquido e expansão de baterias na distribuição ....	46
Figura 27 - O valor das baterias como recurso distribuído ....	46

Figura 28 - Investimentos em Baterias na Transmissão e Distribuição.....	47
Figura 29 - Valor e capacidade instalada de baterias com 24 hs de duração na distribuição ....	48
Figura 30 - Sistema Interligado Europeu.....	49
Figura 31 - Mix de expansão de geração em 2030 para os 2 cenários.....	49
Figura 32 - Impacto da flexibilidade da demanda industrial na redução de custos - Europa ...	50
Figura 33 - Impacto da flexibilidade da demanda na redução de custos – Reino Unido .....	51
Figura 34 - Rede de Distribuição (69 barras) utilizada no estudo de caso .....	54
Figura 35 - Etapas da Metodologia de Planejamento Integrado proposta no Hawaii. ....	57
Figura 36 – Resumo da Metodologia de Planejamento Integrado proposta no Hawaii.....	59
Figura 37 – Níveis hierárquicos para o planejamento da expansão endógeno. ....	60
Figura 38 – Elementos principais da proposta metodológica para o planejamento da expansão endógena. ....	61
Figura 39 – Elementos principais representados no N1. ....	62
Figura 40 – Metodologia de acoplamento entre sistema N1 e N2. ....	63
Figura 41 – <i>Tradeoff</i> do modelo N2.....	64
Figura 42 – Metodologia de acoplamento entre sistema N2 e N3. ....	65
Figura 43 – Metodologia de expansão para sistema N3. ....	66

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Visão Geral das Metodologias abordadas no relatório.....	7
Tabela 2 - Primeiro Conjunto de Cenários .....	18
Tabela 3 - Segundo Conjunto de Cenários.....	19
Tabela 4 - Baterias e Geração Solar Fotovoltaica considerados no estudo como recursos candidatos. ....	28
Tabela 5 - Resposta da Demanda a sinais de preço em cada caso analisado. ....	31
Tabela 6 - Relação de atividades por setores com demanda flexíveis. ....	34
Tabela 7 - Resumo dos Custos de Investimento em 3 casos analisados .....	41
Tabela 8 - Dados de capacidade e custos de investimentos de tecnologias na distribuição .....	54
Tabela 9 - Decisões de investimento no cenário determinístico.....	55
Tabela 10 - Decisões de investimento considerando incertezas.....	55
Tabela 11 – Características gerais dos modelos exógeno e endógeno.....	68
Tabela 12 – Quadro comparativo das metodologias endógena e mista .....	69

## 1 RESUMO EXECUTIVO

### 1.1 Motivação

Os sistemas elétricos vêm passando por alterações ao redor do mundo com o crescimento de fontes renováveis e intermitentes, como por exemplo, fontes eólicas e solares. Além dessas fontes de energia a nível centralizado, a presença de consumidores mais ativos (os *prosumidores*) e recursos energéticos distribuídos (REDs) alteram os paradigmas do setor elétrico.

A presença de REDs com fontes de geração mais próximas aos consumidores, somada a uma maior participação dos consumidores respondendo a sinais de preço e alterando perfil de consumo podem impactar no perfil de demanda e nos atributos necessários para suprir a demanda e atender aos requisitos de confiabilidade do sistema. A participação de REDs nos sistemas elétricos pode resultar em novos custos para o sistema e proporcionar benefícios na medida em que podem prover serviços ao sistema, como por exemplo, serviços de geração, capacidade, flexibilidade operativa, confiabilidade, dentre outros. Nesse contexto, é importante que os modelos de planejamento dos sistemas elétricos sejam adaptados para modelar os REDs e, então, avaliar seus efeitos no sistema.

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

Nesse sentido, a GIZ, com base em demandas da ANEEL e EPE, coordena o estudo sobre a temática de integração de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) ao Sistema Elétrico Brasileiro.

Este estudo é dividido em 3 produtos principais: Modelos Regulatórios, Modelos computacionais e Estudos de Caso que são ainda divididos em subprodutos. O Produto 2 – Modelos Computacionais se divide em 3 produtos:

- Produto 2.1: Levantamento do estado da arte de metodologias para projeção da difusão dos RED de forma exógena aos modelos de expansão da geração centralizada/transmissão/distribuição;
- Produto 2.2: Levantamento do estado da arte de metodologias para quantificação de custos e benefícios (incluindo externalidades) dos RED no sistema elétrico, incluindo a eventual expansão dos sistemas de transmissão e distribuição;
- Produto 2.3: Levantamento do estado da arte de metodologias para projeção e otimização da difusão dos RED de forma endógena aos modelos de expansão da capacidade de geração centralizada/transmissão/distribuição;

Este relatório, descreve as atividades do **produto 2.3** que foram desenvolvidas pelo consórcio formado pela PSR, SiglaSul, Professor Djalma Falcão.

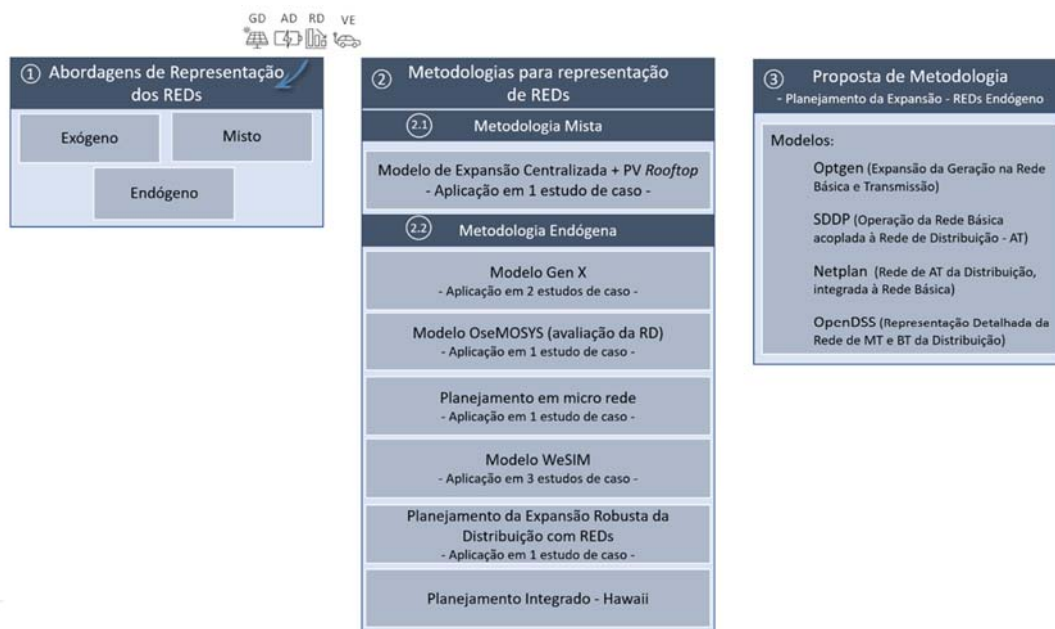
## 1.2 Objetivos

Os principais objetivos deste produto incluem:

- Avaliar abordagens de representação de Recursos Energéticos Distribuídos nos modelos de planejamento do sistema elétrico.
- Avaliar com base na revisão da literatura metodologias propostas de representação dos REDs de forma endógena nos modelos de expansão de geração, transmissão e distribuição.
- Reunir exemplos de aplicação destas metodologias em outros países ou estudos de caso.
- Avaliar as abordagens reunidas através do levantamento do estado da arte, identificando os pontos positivos e possíveis fragilidades.
- Introduzir uma primeira proposta de metodologia para planejamento da expansão com representação endógena de REDs.

## 1.3 Visão Geral

O levantamento do estado da arte de metodologias para projeção e otimização da difusão dos Recursos Energéticos Distribuídos de forma endógena aos modelos de expansão é antecedido neste trabalho por uma breve descrição as possíveis maneiras de abordar os REDs nas análises de planejamento. Em seguida, apresenta-se o estado da arte de métodos endógenos e então, com base na revisão internacional da literatura e considerando particularidades do sistema elétrico brasileiro, introduz-se uma proposta de metodologia para o planejamento de expansão do Brasil integrando REDs de forma endógena. Um esquema das atividades realizadas neste trabalho é apresentado na Figura 1.



**Figura 1 – Resumo da estrutura do relatório.**

A análise de abordagens para a representação dos REDs compreende avaliar, através da revisão da literatura, as possíveis maneiras de incorporar os recursos energéticos distribuídos nos

modelos de planeamento. Neste sentido, as abordagens identificadas podem ser divididas em 3 grupos: representação dos REDs através de variáveis exógenas, endógena ou com um modelo misto.

Uma vez que o foco do trabalho consiste em avaliar métodos para projeção de REDs de forma endógena no planeamento, são consideradas diferentes propostas metodológicas para integração dos REDs nos modelos de geração, transmissão e distribuição. Destaca-se que neste trabalho recursos distribuídos incluem mecanismos de resposta da demanda, geração distribuída com foco em geração solar fotovoltaica, armazenamento distribuído, mais especificamente, baterias, além de veículos elétricos.

Acrescenta-se ainda que são apresentados estudos de caso e destacam-se pontos positivos e negativos dos métodos abordados.




Com o objetivo de ter uma visão geral das metodologias apresentadas neste relatório, a Tabela 1 indica alguns aspectos (ou atributos) considerados em cada um dos métodos.

**Tabela 1 - Visão Geral das Metodologias abordadas no relatório**

		Planejamento em Multi Etapas	Representação de incertezas	Rede de Transmissão	Rede de Distribuição	Perda Técnica	Trade-off entre recurso centralizado e distribuído
Abordagem Mista	Integração de modelo de expansão centralizada e de PV <i>rooftop</i>	✓	✗	✓	✗	✗	✓
Abordagem Endógena	Modelo Gen X	✗	✗	✓	✓	✓	✓
	Modelo OSeMOSYS	✓	✗	✗	✗	✗	✓
	Planejamento em micro redes	✓	✓	✓	✓	✗	✓
	Modelo WeSIM	✗	✓	✓	✓	✗	✓
	Expansão Robusta da Distribuição	✗	✓	✗	✓	✗	✗
	Planejamento Integrado (Hawaii)	✓	✗	✓	✓	✓	✓

Esta tabela é um resumo e não inclui de forma exaustiva todos os atributos e características dos métodos.

Em que:

-  Indica que o estudo considera ou representa o atributo
-  Indica que de alguma forma o atributo é considerado.
-  O estudo não considera o atributo.

Avaliando-se o estado da arte das metodologias e considerando características do sistema brasileiro, neste relatório apresenta-se uma primeira proposta para o planejamento da expansão considerando REDs de forma endógena. Sugere-se uma maneira de acoplamento entre as redes de transmissão e distribuição de forma que o planejamento centralizado possa contemplar e avaliar efeitos dos REDs nas necessidades de longo prazo do sistema.

#### 1.4 Principais Conclusões

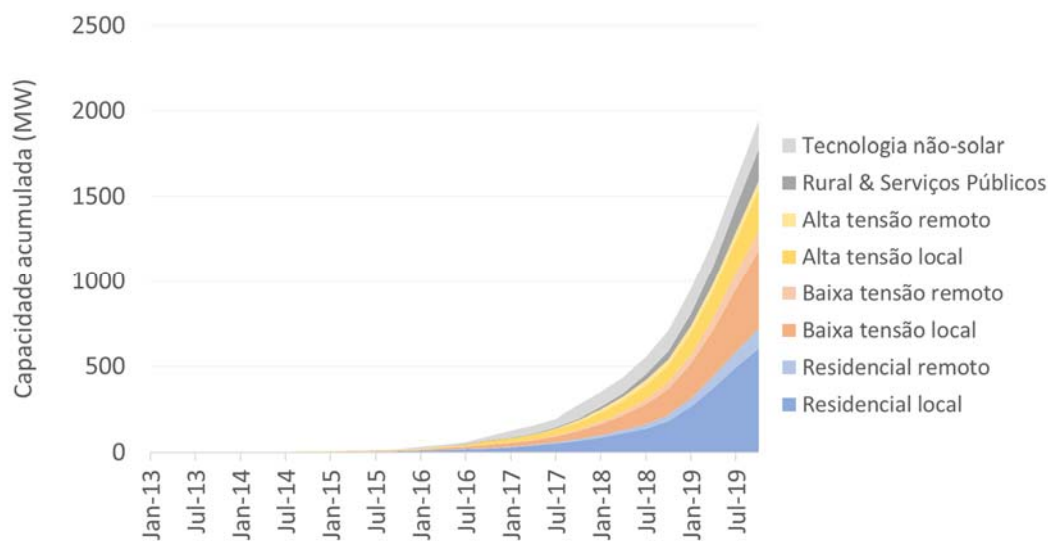
- Com base na revisão da literatura são apresentadas sete abordagens endógenas e uma mista de metodologias de difusão e projeção de REDs em modelos de planejamento da expansão.
- A grande maioria das metodologias não considera incertezas relacionadas à natureza estocástica de geração de fontes renováveis, como, por exemplo, geração solar fotovoltaica (centralizada ou distribuída).
- Além disso, a maioria das metodologias é proposta no contexto de publicações acadêmicas, exceto o modelo de planejamento integrado proposto no Hawaii.
- Ressalta-se que, em geral, as metodologias, permitem avaliar o *tradeoff* entre recursos centralizados e distribuídos através da otimização buscando minimizar custos para atender as necessidades sistêmicas (avaliação econômica considerando serviços que podem ser fornecidos por recursos candidatos).
- Com relação à proposta inicial de modelo integrado sugerida pela PSR, considera-se uma metodologia em se apresenta um modelo hierárquico, em três níveis, para o planejamento da expansão considerando a difusão endógena dos REDs. Sugere-se uma abordagem para acoplar as redes de transmissão e distribuição, para que no planejamento centralizado possam ser capturados alguns efeitos decorrentes da presença de REDs.

## 2 INTRODUÇÃO

### 2.1 Visão geral do projeto

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 2.



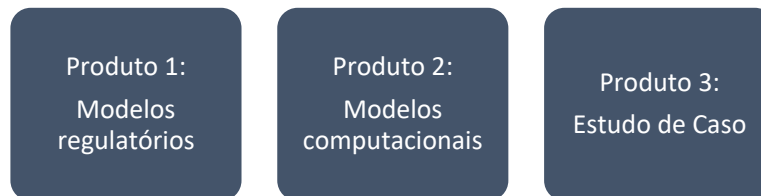
**Figura 2 - Evolução histórica de mini- e microgeração distribuída no Brasil.**

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 seriam justificáveis. 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.

Nesse contexto, este trabalho tem como macro objetivos: A avaliação de modelos regulatórios para REDs nos distintos contextos de penetração e serviços e 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 3 - Produtos a serem desenvolvidos no âmbito do projeto.**

O produto 1, Modelos Regulatórios, 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.

Este produto foi subdividido em 3 partes listadas abaixo:

- Subproduto 1.1 - Revisão Bibliográfica sobre Recursos Energéticos Distribuídos: Revisão bibliográfica sobre estado da arte em REDs, cobrindo, entre outros, os seguintes aspectos: conceitos, tecnologias em uso, potenciais impactos positivos e negativos no sistema elétrico, ambientes e modelos de negócio para RED, incluindo mercados de energia, de capacidade e de serviços ancilares, entre outros.
- Subproduto 1.2 - Experiência internacional em modelos regulatórios adotados em diferentes jurisdições. Em cada jurisdição, deverão ser escrutinados: casos de sucesso ou insucesso, lições aprendidas, resultados de projetos pilotos etc. Na função de operador de serviços de distribuição (DSO), deverão ser analisados: regimes regulatórios (*price cap, revenue cap, cost of service* etc.), modelos de negócios envolvendo DSO e RED, diretamente ou por meio de agregadores (incluindo tipos de serviços e formas de remuneração), influência de RED na formação de custos de rede, periodicidade (anual ou plurianual) de reconhecimento de custos na base de remuneração do DSO, entre outros aspectos;
- Subproduto 1.3 - Proposição de modelos regulatórios aplicáveis ao SEB, considerando as melhores práticas internacionais e as políticas públicas e regulatórias vigentes no Brasil. Para cada proposta, deverão ser explicitados: impactos potenciais no setor elétrico com a aplicação dos modelos, identificação dos stakeholders, barreiras existentes e alternativas legais e regulatórias.

O objetivo do Produto 2 – Modelos Computacionais é realizar uma análise comparativa de métodos e modelos de 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 e limitações para a aplicação no Brasil.

Este produto foi subdividido em 3 partes listadas abaixo:

- Subproduto 2.1 - Levantamento do estado da arte de metodologias para projeção da difusão dos RED de forma exógena aos modelos de expansão da geração centralizada/transmissão/distribuição;
- Subproduto 2.2 - Levantamento do estado da arte de metodologias para quantificação de custos e benefícios (incluindo externalidades) dos RED no sistema elétrico, incluindo a eventual expansão dos sistemas de transmissão e distribuição;
- Subproduto 2.3 - Levantamento do estado da arte de metodologias para projeção e otimização da difusão dos RED de forma endógena aos modelos de expansão da capacidade de geração centralizada/transmissão/distribuição;

O objetivo do Produto 3 – Estudo de Caso tem foco em montar uma metodologia que permita inserir os métodos estudados nos produtos anteriores no planejamento do sistema.

Este produto foi subdividido em 3 partes listadas abaixo:

- Subproduto 3.1 - Proposta e elaboração de modelo integrado para a otimização da expansão. Nesta etapa é importante a definição de premissas que nortearão cada um dos processos de otimização. Estas premissas devem ser elaboradas para cada uma das tecnologias abordadas (geração distribuída, armazenamento atrás do medidor, resposta da demanda e veículos elétricos). O objetivo desta etapa é que haja discussão exaustiva de todas as variáveis do projeto, visando evitar retrabalhos futuros. Dentre as premissas a serem discutidas estão, não se limitando as mesmas: modelo, técnica de otimização, discretização espacial e temporal, modo de representação das tecnologias, horizonte de estudo e valoração das tecnologias.
- Subproduto 3.2 - Definição do estudo de caso e levantamento de dados. O estudo de caso deve ser discutido e elaborado previamente com toda a equipe participante (GIZ, EPE e consultoria contratada) visando o melhor aproveitamento do projeto.
- Subproduto 3.3 - Simulações e resultados da expansão com e sem RED;

## 2.2 Objetivo do relatório

Este relatório faz parte da produção de conteúdo do Produto 2 – Modelos Computacionais e foca no desenvolvimento do Subproduto 2.3 - *Estado da arte para projeção e otimização da difusão dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)* em que é levantado o estado da arte de metodologias para projeção e otimização da difusão dos RED de forma endógena aos modelos de expansão da capacidade de geração centralizada, transmissão e distribuição.

### **2.3 Organização do relatório**

Este relatório é composto de 7 capítulos em que o Capítulo 1 é o resumo executivo deste subproduto 2.3, o Capítulo 2 mostra a visão geral do projeto e o objetivo do produto/subproduto desenvolvido. O Capítulo 3 aborda as principais diferenças entre a adoção de modelos endógenos e exógenos no planejamento de sistemas elétricos, o Capítulo 4 aborda a revisão bibliográfica relacionada aos modelos endógenos no Capítulo 5 é mostrada uma primeira versão da proposição do modelo de planejamento endógeno. Por fim, o Capítulo 6 mostra a conclusão do subproduto abordando os principais pontos e o Capítulo 7 contém a lista da referência bibliografia consultada para esse relatório.

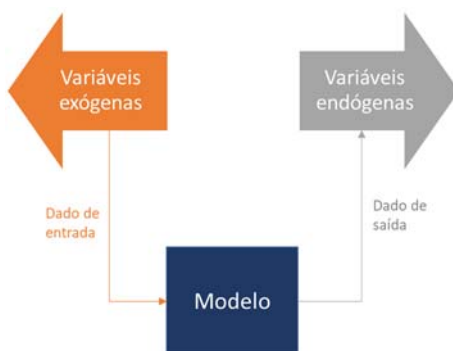
### 3 MODELOS ENDÓGENOS X MODELOS EXÓGENOS

A inserção da consideração dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) nos modelos de planejamento se tornam importantes uma vez que esses recursos afetam a decisão de expansão dos sistemas elétricos nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Dessa forma, este capítulo tem como objetivo apresentar os modos de abordagem: Modelagem Endógena x Modelagem Exógena. Serão abordadas ainda as definições correspondentes assim como as diferenças relativas às duas abordagens. Considera-se também uma forma de acoplamento entre os modelos endógenos e exógenos, denominados de modelos mistos, em que essa abordagem mista pode ser utilizada para ultrapassar as dificuldades que o método puramente endógeno pode acarretar.

#### 3.1 Definição

A penetração dos REDs nos sistemas elétricos traz consigo a necessidade de inserção desses recursos no planejamento dos sistemas. Para isso é necessário que se defina como a difusão dos REDs pode ser representada nos modelos de planejamento. Ao longo da literatura observou-se os tipos de abordagem: Exógena, Endógena e Mista[2].

A adoção dos termos da modelagem é importada da nomenclatura encontrada na literatura de economia, em que nos modelos econômicos há a definição de *variáveis exógenas* e *variáveis endógenas*. Uma variável exógena refere-se a uma variável que é determinada fora do modelo e representa as entradas de um modelo, ou seja, variáveis exógenas são fixadas quando são introduzidas no modelo. Em oposição às variáveis exógenas, as variáveis endógenas são determinadas dentro do modelo e, portanto, representam as saídas de um modelo [3].



**Figura 4 - Variáveis exógenas e variáveis endógenas e a relação com o modelo.**

Incorporando a nomenclatura definida acima, pode-se então tratar a difusão dos REDs como variáveis exógenas ou endógenas ao modelo de planejamento de geração, transmissão e distribuição.

O relatório 2.1 deste trabalho, discorreu sobre metodologias de difusão dos REDs que fazem parte da abordagem de métodos exógenos, ou seja, são métodos que 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 nos sistemas. Como visto em [5], as diferentes abordagens utilizam modelos estatísticos de regressão, métodos econométricos fundamentalistas, curva de difusão, entre outros que levam em consideração premissas

relacionadas às curvas de penetração histórica, dados históricos, comportamento dos agentes. Como exemplo dessa aplicação, tem-se a utilização da modelagem da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) sendo estimada utilizando o modelo de BASS e representada de forma exógena ao modelo de planejamento brasileiro [4].

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. Como exemplo, tem-se a representação endógena do RED Resposta da Demanda no modelo de planejamento de geração brasileiro[4].

A abordagem endógena, assim como a exógena, também pode requerer grande necessidade de dados para a modelagem dos REDs, como será visto com mais detalhe no capítulo 4. Porém a modelagem endógena consegue capturar para o planejamento as alterações na operação do sistema que os REDs ocasionam nos diferentes níveis de rede. Adicionalmente, a modelagem endógena pode resultar em maiores desafios para implementação dos REDs no modelo de planejamento. Isso ocorre pois é preciso representar dentro do modelo de expansão as características dos REDs, capturar os serviços que podem proporcionar ao sistema e, incluir os custos e benefícios decorrentes da integração destes recursos. Além disso, incorporar as incertezas relacionadas aos REDs, tais como a produção variável da GDFV, também é um desafio tanto para os modelos endógenos como modelos exógenos.

### **3.2 Dificuldade de implementação**

A inserção dos REDs no modelo de planejamento substancialmente altera a demanda líquida do sistema. Dessa maneira, quando se adota uma abordagem exógena, determina-se o mercado potencial e a forma/velocidade de penetração e, no modelo de planejamento esta difusão pode ser representada diretamente na carga do sistema. De forma que, para cada tecnologia classificada como RED, verifica-se a propensão de adoção no tempo e então, altera-se a demanda projetada (diminuindo ou aumentando) em função da atuação dos REDs.

No caso de difusão da GDFV, o impacto na curva de carga é uma diminuição do total de demanda que resulta em uma demanda líquida menor para ser suprida pelas fontes centralizadas. Considerando o recurso distribuído de resposta da demanda, há a necessidade de uma representação mais detalhada da curva de carga, dependendo da estrutura tarifária adotada, para verificação de quais horários seriam mais suscetíveis a deslocamentos da demanda. O impacto do uso das baterias na curva de carga líquida se torna mais imprevisível considerando que o acionamento do equipamento em carga e descarga se daria em horários de maior/menor escassez de geração. Com relação aos veículos elétricos, esses aumentam a demanda do sistema, resultando em uma demanda líquida maior caso haja uma concentração de carregamento dos veículos em algum horário específico. Esta dinâmica, abordada no modelo exógeno, de avaliação de levantamento da difusão do RED e impacto na curva de demanda, não traz alterações no modelo de planejamento centralizado. Aplicando ao exemplo de planejamento brasileiro, Modelo de Decisão de Investimento (MDI), poucas ou quase nenhuma alteração seria necessária na representação dos REDs através de alteração na curva de carga. Neste caso, bastaria informar ao modelo a curva de demanda líquida a ser suprida pelo sistema

centralizado. Dada a facilidade de implementação no modelo de planejamento, diversos estudos nos Estados Unidos e Canadá, nos anos de 2010, consideravam, por exemplo, resposta da demanda de forma exógena em estudos de planejamento. É o caso de estudos realizados pelo *Public Service Company of Colorado* - PSCo, em 2011, pelo *Arizona Public Service* - APS, em 2012; e pela *BC Hydro*, no Canadá, em 2012 [27].

Porém, a facilidade de implementação não altera as dificuldades da estimativa prévia de difusão do RED. A abordagem exógena pode se mostrar rígida uma vez que não possui uma atualização da difusão do RED dada a evolução do sistema. No sistema brasileiro, por exemplo, o *tradeoff* de investimento em GDFV é relacionado à tarifa de fornecimento paga pelo consumidor, além dos incentivos regulatórios fornecidos. As tarifas de fornecimento são também dependentes da evolução da matriz energética considerando o preço dos contratos de energia do mercado regulado. Dessa maneira, a evolução cíclica da difusão, com expansão do parque gerador não é considerada na abordagem exógena.

Por outra perspectiva, a abordagem endógena pode trazer uma dificuldade de implementação devido à quantidade de dados necessários para representar os REDs no modelo de planejamento, como também a necessidade de adição de restrições no problema de otimização. A Resposta da Demanda nos consumidores de baixa tensão ou até mesmo a representação desse RED através de agregadores de flexibilidade já imputa a necessidade de representação de milhares de curvas de carga dos consumidores. De forma geral, pode-se apontar que a representação de todas as variáveis de decisão em um único modelo de otimização é desafiadora. Por isso, grande parte dos modelos apresentados trabalham com camadas de detalhamento de dados e representação no modelo de otimização de forma a driblar essa dificuldade.

A adoção de camadas é utilizada, assim como a adoção de modelos mistos, que possuem ao mesmo tempo uma modelagem exógena e endógena.

### **3.3 Formas de acoplamento**

A representação dos REDs de forma exógena nos estudos de planejamento dos sistemas elétricos embora seja mais simples, não permite que os serviços que podem ser providos pelos REDs possam “competir” com os fornecidos por fontes conectadas à rede de transmissão, e expandidos centralizadamente. Dessa forma, abordagens exógenas não permitem a obtenção de um mix ótimo de recursos para o sistema.

Idealmente os modelos de planejamento da expansão devem considerar uma representação endógena dos recursos distribuídos de modo a se obter um mix de expansão que minimize os custos totais do sistema. Entretanto, a modelagem endógena apresenta uma série de desafios. Simulações endógenas integrando REDs à expansão de recursos centralizadamente podem ser computacionalmente trabalhosas. Além disso, o planejamento considerando redes de transmissão e distribuição pode ser desafiador não só pela dimensão do problema e tamanho das redes elétricas dos sistemas, mas também pela necessidade de acoplamento das redes que apresentam características distintas. Por exemplo, a avaliação do fluxo de potência na rede de distribuição requer a utilização de um fluxo de potência trifásico, enquanto as redes de transmissão podem ser aproximadas por redes de sequência positiva. Destaca-se ainda como

desafio que alguns países e jurisdições apresentam horizontes de planejamento de geração, transmissão e distribuição distintos e avaliados por diferentes entidades.

Nesse contexto, uma abordagem intermediária à endógena e exógena pode ser considerada no planejamento da expansão e que é correspondente à utilização de modelos mistos. Nesta seção apresenta-se uma modelagem proposta por Cole et al. (2016) [14] e que caracteriza um modelo misto de representação de GD.

### 3.3.1 Integração modelos de expansão centralizada e de PV rooftop

Com o objetivo de avaliar a interação entre geração distribuída fotovoltaica em *rooftop* e o sistema de geração e transmissão centralizada os autores em [14] propõem a utilização de um processo iterativo entre o modelo de expansão de capacidade centralizada da NREL, *Renewable Energy Deployment System* (ReEDS) e o modelo também da NREL, de adoção de rooftop PV, o modelo dSolar.

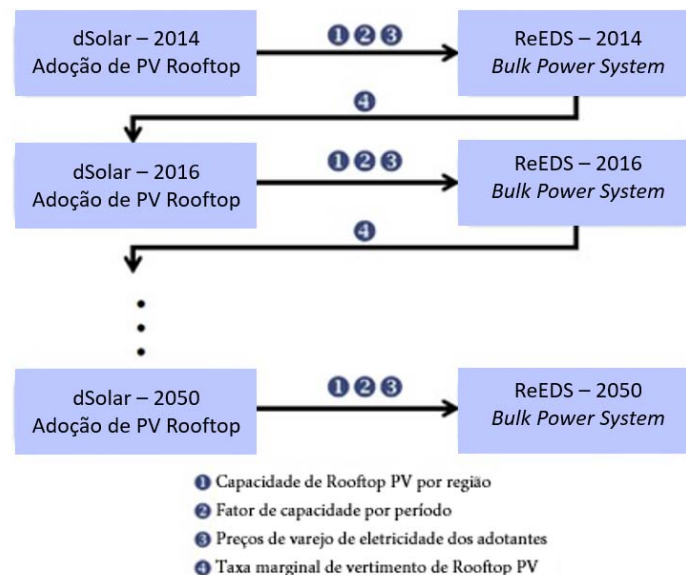
O ReEDS [15] é um modelo de otimização multianual de expansão e operação do setor elétrico americano. Este modelo permite contemplar um conjunto de tecnologias e fontes de geração na análise da expansão, incluindo além de tecnologias tradicionais, fontes renováveis e dispositivos de armazenamento. Para representar fontes renováveis (solar térmica – CSP e eólicas) utiliza-se 356 regiões, enquanto para solar centralizada e outras fontes de geração, são consideradas 134 áreas, denominadas “balancing areas” (BA). Além disso, o ReEDS permite avaliar a expansão da infraestrutura de rede de transmissão, sendo os fluxos na rede determinados por meio do fluxo de potência DC (linear). As perdas na transmissão são especificadas como 1% por cada 100 milhas para o fluxo entre BAs. As perdas na distribuição são estipuladas como de 5.3% e são incorporadas na carga.

Com respeito à geração solar, o modelo ReEDS representa a expansão de PV de grande porte a nível de transmissão, PV a nível de distribuição e solar térmica com e sem armazenamento. Entretanto, a expansão de *rooftop* PV é considerada exógena ao modelo ao ser especificada como dado de entrada. Destaca-se que o modelo não representa explicitamente as incertezas da geração das renováveis através de cenários estocásticos de geração. As incertezas são contempladas através de um fator de capacidade calculado através de um pré-processamento estatístico, que pode variar ao longo dos anos e que serve para calcular os requisitos de reserva do sistema. Análises estatísticas off-line também são usadas para se estimar montantes de cortes de geração renovável associados a uma configuração do sistema.

O modelo dSolar [16] é um modelo bottom-up que simula a adoção potencial de sistemas *rooftop* PV residenciais, comerciais e industriais nos EUA. A adoção de rooftop PV é modelada através de simulação baseada em agentes que inclui quatro etapas principais: (i) identificar agentes (clientes em potencial) e seus atributos com base em uma representação probabilística de tipos individuais de clientes; (ii) estabelecer restrições e análises técnicas, como por exemplo, disponibilidade de espaço (no caso de *rooftop*) para avaliar a disponibilidade dos recursos e atratividade para os agentes de potencial técnico; (iii) realizar cálculos financeiros usando análise de fluxo de caixa incorporando custos do projeto, tarifas de energia da distribuidora, incentivos e considerações de medição; e (iv) estimar a adoção de *rooftop* PV baseado no modelo

de adoção do estilo Bass [17] e outras considerações de comportamento do consumidor [18]. A difusão de energia solar no dSolar é baseada principalmente no período de *pay-back* para determinar a participação máxima no mercado do rooftop PV. Destaca-se ainda que as instalações de *rooftop* PV no dSolar são representadas a nível de município e, para incorporá-la ao modelo ReEDS devem ser agregados no BA correspondente.

A interação entre os modelos ReEDS e dSolar proposta em [14] é ilustrado na Figura 5.



**Figura 5 - Interação entre ReEDS e dSolar**  
Fonte: [14]

Para um determinado ano, o dSolar é resolvido e envia para o ReEDS um conjunto de três informações: Instalação de *rooftop* PV por região, fator de capacidade associado à capacidade instalada e tarifa da distribuidora nas regiões onde foram adotados rooftop PV. Os resultados do dSolar são por município e, portanto, são agregados por área de balanço (BA) da rede de 134 barras para serem considerados no ReEDS.

Baseado na penetração de capacidade instalada de solares *rooftop* e fator de capacidade, o ReEDS avalia a energia suprida pela geração solar instalada em telhados e, então, simula o planejamento centralizado, com expansão e operação do sistema, retornando ao dSolar a informação de uma “taxa marginal de vertimento” do *rooftop* PV. Esta taxa corresponde a um aumento de vertimento (*curtailment*) que seria decorrente de nova capacidade de GD instalada em telhados e é calculada pelo ReEDS através da razão entre novos 100MW de capacidade instalada nos telhados de uma região e a geração total. A taxa marginal de vertimento permite sinalizar que a economia na tarifa final do consumidor com a presença de PV rooftop reduz quando ocorre vertimento. Assim, a informação de vertimento diminui a atratividade das fotovoltaicas *rooftop*, desincentivando novas adoções.

Destaca-se que embora o ReEDS receba do dSolar a informação da tarifa da distribuidora, este dado não afeta as decisões do ReEDS.

No estudo apresentado no artigo foi considerado o horizonte de análise de 2014 a 2050 e dois conjuntos de cenários. O primeiro considera o impacto da adoção de fotovoltaica em telhados na expansão do sistema centralizado, enquanto o segundo examina o impacto do mix de expansão do sistema centralizado na adoção de *rooftops*, através de informações de cortes na sua geração.

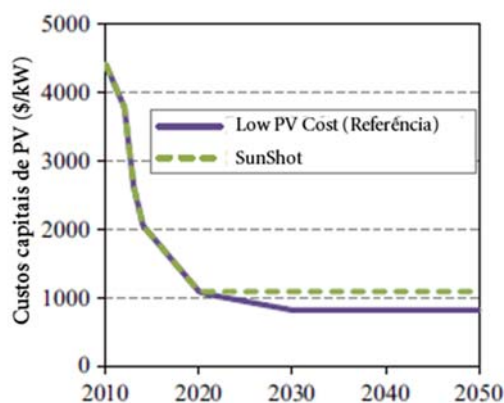
A Tabela 2 mostra o primeiro conjunto de cenários. A coluna da esquerda mostra as hipóteses adotadas no modelo ReEDS e a da direita hipóteses adotadas no dSolar. O cenário “*Low PV Cost*” (ou “Baixo Custo de PV”) corresponde ao cenário de referência, com preços decrescentes ao longo dos anos. O “*SunShot*” apresenta preços decrescentes da mesma forma que o “*Low PV Cost*” até o ano de 2020.

**Tabela 2 - Primeiro Conjunto de Cenários**

Fonte: [14]

Configurações ReEDS	Configurações dSolar
<i>Low PV Cost</i>	<i>High Rooftop PV</i>
	<i>Mid Rooftop PV</i>
	<i>No New Rooftop PV</i>
<i>SunShot Cost</i>	<i>High Rooftop PV</i>
	<i>Mid Rooftop PV</i>
	<i>No New Rooftop PV</i>
<i>Low Natural Gas Cost</i>	<i>High Rooftop PV</i>
	<i>Mid Rooftop PV</i>
	<i>No New Rooftop PV</i>
<i>Low Wind Cost</i>	<i>High Rooftop PV</i>
	<i>Mid Rooftop PV</i>
	<i>No New Rooftop PV</i>

Após 2020, o custo permanece fixo em \$1/W, conforme indicado na Figura 6. O cenário “*Low Natural Gas Price*” e “*Low Wind Cost*” correspondem a condições favoráveis à adoção de gás natural e geração eólica, respectivamente, no mix de geração. Estes dois cenários consideram a mesma trajetória de custos que o cenário “*Low PV Cost*”.



**Figura 6 - Custo de solar fotovoltaica em telhados - Cenários “*Low PV Cost*” e “*Sun Shot*”**

Fonte: [14]

Com relação ao dSolar, consideram-se três cenários de análise. O cenário “*High Rooftop PV*” utiliza premissas que facilitam a adoção<sup>1</sup> e atratividade da geração fotovoltaica em telhados, enquanto o “*No New Rooftop PV*” não permite instalação de painéis solares em nenhum ano do horizonte de estudo. O cenário “*Mid Rooftop PV*” considera a capacidade média de PV nos telhados dos cenários “*High Rooftop*” e “*No New Rooftop*”.

O segundo conjunto de cenários é mostrado na Tabela 3. Observa-se que o conjunto de configuração adotada no modelo ReEDS é o mesmo apresentado na Tabela 2. Entretanto, as configurações no modelo dSolar são distintas. Neste caso as configurações no dSolar correspondem a diferentes maneiras de representar o *feedback* com informação de vertimento de PV obtido no ReEDS. O “*No curtailment*” indica que não são consideradas “taxas de cortes de geração”. O “*Net curtailment*” indica que esta taxa marginal é aplicada no dSolar em qualquer *rooftop PV* que exporta energia para a rede. Já no “*Full curtailment*”, a taxa marginal é aplicada em toda energia gerada pelos *rooftop PVs*.

**Tabela 3 - Segundo Conjunto de Cenários**  
 Fonte: [14]

Configurações ReEDS	Configurações dSolar
<i>Low PV Cost</i>	<i>No curtailment</i>
	<i>Net curtailment</i>
	<i>Full curtailment</i>
<i>SunShot Cost</i>	<i>No curtailment</i>
	<i>Net curtailment</i>
	<i>Full curtailment</i>
<i>Low Natural Gas Cost</i>	<i>No curtailment</i>
	<i>Net curtailment</i>
	<i>Full curtailment</i>
<i>Low Wind Cost</i>	<i>No curtailment</i>
	<i>Net curtailment</i>
	<i>Full curtailment</i>

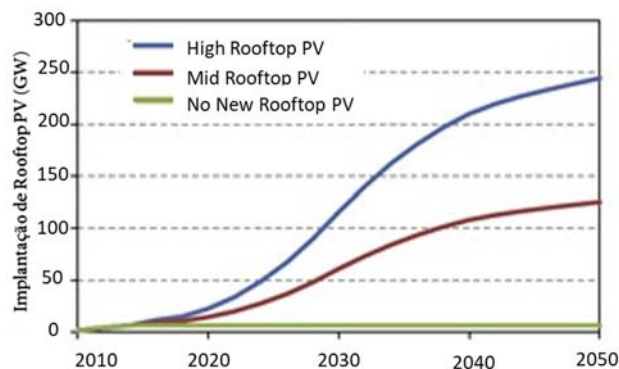
### 3.3.1.1 Resultados

#### - Impacto de instalação do rooftop PV na expansão da geração centralizada

A Figura 7 mostra a evolução da capacidade instalada nos três cenários do dSolar para o caso de *Low PV Cost*. No cenário de *High Rooftop PV*, a capacidade instalada de geração solar fotovoltaica em telhados chega a 244 GW enquanto a capacidade instalada de PV na transmissão e distribuição, pelo modelo ReEDS, corresponde a 423 GW.<sup>2</sup>

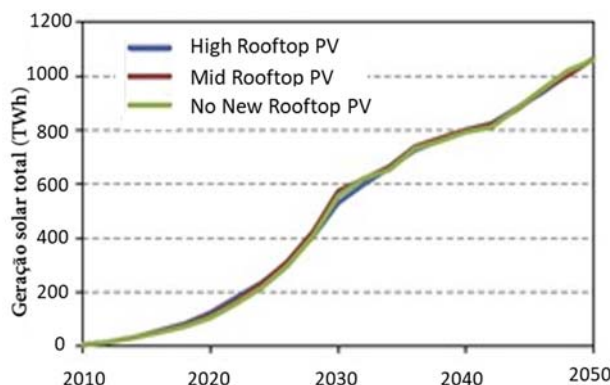
<sup>1</sup> Este cenário considera premissas que maximizam a atratividade e adoção de PV, incluindo por exemplo, disponibilidade de *net-metering* em todos os estados, até 2050 (último ano do horizonte de estudo).

<sup>2</sup> 244 GW corresponde à capacidade instalada de PV rooftop, enquanto 423 GW ao montante investido no modelo ReEDS. Assim, o montante total de PV em 2050, para o cenário *Low PV Cost (ReEDS)* e *High Rooftop PV (dSolar)*, é de 667 MW.



**Figura 7 - Capacidade Instalada de PV Rooftop – Cenário “Low PV Cost”**  
 Fonte: [14]

A Figura 8 indica a geração total de energia solar (incluindo geração centralizada e distribuída) nos três cenários considerados no dSolar para o caso de *Low PV Cost*. Observa-se que a geração solar total é praticamente igual nos três cenários. Isso ocorre pois quando há alta penetração de GD fotovoltaica nos telhados (através do modelo dSolar), o ReEDS investe menos em PV a nível de transmissão e distribuição e vice-versa. O mesmo tipo de resultado ocorre nos outros cenários do ReEDS. Assim, conclui-se que há praticamente uma proporção de 1 para 1 de substituição entre geração solar investida através do ReEDS e a *rooftop* PV através do dSolar.

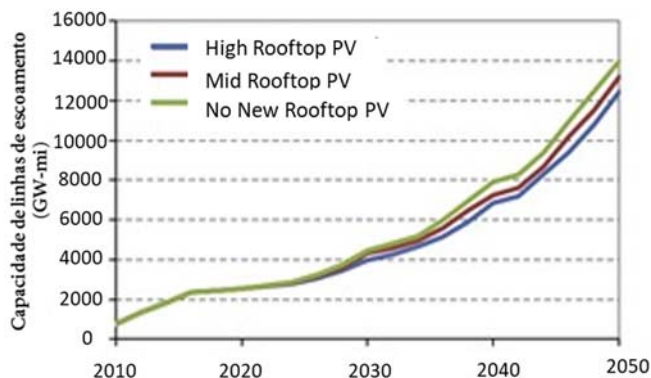


**Figura 8 - Geração Solar Total (centralizada e descentralizada) – Cenário “Low PV Cost”**  
 Fonte: [14]

Destaca-se que no ReEDS a instalação de fontes fotovoltaica pode ser a nível de distribuição e transmissão, sendo modelada com 1 eixo e local de instalação otimizado, enquanto o modelo dSolar representa GD solar sem eixo e sua instalação é em telhados e restrita à disponibilidade de espaço.

Assim, por mais que a relação da geração solar praticamente não se altere entre os cenários no dSolar, a potência total instalada de geração solar se altera. No caso “*Low PV Cost*”, a quantidade total em 2050 é de 585 MW no caso “*No New Rooftop PV*”; e de 667 MW no caso “*High Rooftop PV*”.

A Figura 9 mostra a instalação de linhas, nos anos do horizonte de estudo, para escoar a produção de geração solar a nível de transmissão e distribuição. Observa-se que com a maior penetração de fotovoltaica nos telhados, investimentos na rede tendem a reduzir.

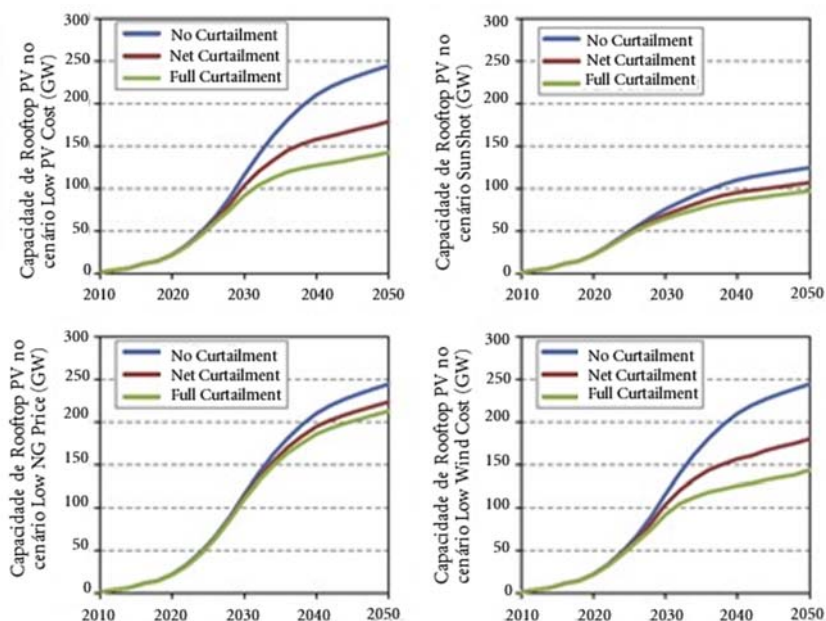


**Figura 9 - Instalação de linhas para escoar geração solar centralizada – Cenário Low PV cost**  
Fonte: [14]

**- Impacto da expansão da geração centralizada na instalação de rooftop PV**

A Figura 10 mostra a penetração (capacidade instalada) de *rooftop* PV para os diversos cenários no ReEDS e de *feedback* de vertimento no dSolar, indicados na Tabela 3. À medida em que aumentam as taxas de corte de carga, reduz a economia na conta de luz que pode ser obtida com a instalação de GD fotovoltaica em telhados. Assim, pode-se observar que para todos os cenários do ReEDS diminui-se a penetração de *rooftop* PV.

Observa-se na Figura 10 que o cenário “*Low Natural Gas Price*” é o que apresenta menor diferença na capacidade instalada de GD em telhados entre os três cenários analisados no dSolar. Isso ocorre pois no cenário em que os preços de gás natural são mais baixos, este recurso passa a compor uma maior parcela no mix total geração, resultando em um sistema com menos geração solar, eólica e fontes não controláveis. Com isso, há um menor vertimento de geração de renováveis e consequentemente o vertimento implementado pelo dSolar é menor e não muito diferente entre cenários.



**Figura 10 - Impacto da expansão centralizada na instalação da rooftop PV**  
Fonte: [14]

### 3.3.1.2 Conclusões

A metodologia proposta permitiu conectar dois modelos de expansão de capacidade de geração (ReEDS e dSolar) e avaliar o impacto da expansão de geração solar em telhados na expansão centralizada e vice-versa. Pelos estudos de caso, observou-se que a instalação de *rooftop* PV é atrativa e que o modelo com viés centralizado (ReEDS) permite que recursos centralizados de diferentes tecnologias possam competir entre si.

Ressalta-se, que conforme destacado pelos autores, seria interessante também considerar no processo de *feedback* que informações do preço da energia e de metas e objetivos políticos/regulatórios pudessem ser passadas do ReEDS ao dSolar e considerados na expansão de *rooftop* PV.

Acrescenta-se ainda que, de acordo com [14], nos Estados Unidos não existe um procedimento formal ou decisão legal que permita alterar ou reduzir a geração de PV *rooftop*. Porém, na medida em que há aumento no vertimento de geração no sistema, é possível que incentivos políticos e regulatórios que estimulem PVs *rooftop* sejam reduzidas. Este efeito de redução da atratividade de PVs *rooftop* é representado na metodologia através do *feedback* com informação da “taxa marginal de vertimento”.

### 3.3.1.3 Avaliação da metodologia

Avaliando-se a metodologia proposta destacam-se entre os pontos positivos a representação do *rooftop* PV a nível detalhado e a utilização de um modelo de expansão centralizado que representa o aspecto dinâmico da expansão e planejamento do sistema.

Entretanto, destacam-se como fraquezas a não representação explícita das incertezas da geração renovável e não representação da rede de distribuição. Além disso, ressalta-se que no processo iterativo a metodologia calcula a expansão de *rooftop* PV para um determinado ano e com esses dados, o ReEDS é resolvido e calcula o vertimento de geração das *rooftop* PV que são considerados na avaliação de sua atratividade para o *ano seguinte* (e não no mesmo ano). Com isso não há garantia que o equilíbrio geração centralizada x penetração de *rooftop* PV seja atingido já que não existe a retroalimentação para cada ano até se obter a convergência.

## 4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DE MODELOS ENDÓGENOS

A inserção dos REDs nos sistemas elétricos traz grandes desafios para os modelos de planejamento que devem representar de forma correta as características de custos e benefícios que os REDs impõem aos sistemas. Além disso, é necessário que esses recursos sejam modelados de forma adequada para que os modelos de planejamento possam fornecer resultados para apoiar a decisão dos formuladores de políticas, reguladores e planejadores de serviços públicos.

De acordo com [7] os modelos de planejamento devem ser capazes de incorporar alguns aspectos para considerar os reais custos e benefícios dos REDs, tais quais:

1. Incorporar os principais impactos relacionados ao sistema de transmissão que cada recurso impõe. Os principais impactos estão relacionados às perdas tanto no sistema de transmissão e distribuição e restrições operativas e os impactos relacionados aos custos de expansão das redes;
2. Considerar a localização de REDs em várias escalas, locais e níveis de tensão para capturar compensações entre valor locacional e economias de escala unitária, e;
3. Considerar a concorrência entre recursos distribuídos e convencionais, bem como o papel potencial da demanda de eletricidade mais flexível.

Há uma grande diversidade de artigos/relatórios que tratam de otimização da difusão dos REDs. Serão apresentados neste capítulo aqueles que tratam especificamente da otimização da difusão dos REDs de forma endógena aos modelos de expansão da capacidade de geração/transmissão/distribuição, e em seguida outros artigos relacionados ao tema.

### 4.1 O modelo GenX

A referência [6] apresenta o modelo de otimização, chamado GenX, desenvolvido por pesquisadores do MIT. Este modelo tem como objetivo determinar em um ano futuro a combinação de investimentos em geração, armazenamento e recursos do lado da demanda, considerando custos operativos<sup>3</sup> para atender a demanda de eletricidade ao menor custo.

Dessa forma, GenX busca minimizar a soma dos custos de investimento, custos operativos e de operação e manutenção de fontes de geração (incluindo REDs), custos para reforço de infraestrutura de rede (transmissão e distribuição), reserva operativa e energia não suprida. Entre as restrições operativas consideram-se restrições de operação dos ativos do sistema (por exemplo, rampas e tempo de subida/descida de geradores térmicos), requisitos de reserva operativa, além de permitir a representação de metas e diretrizes políticas, como por exemplo, limites de emissão de CO<sub>2</sub> e valores mínimos de geração renovável.

O modelo permite representar de forma detalhada características importantes do ponto de vista do planejamento e operação dos sistemas elétricos, tais como:

- (i) Planejamento da expansão da capacidade do sistema.

---

<sup>3</sup> Os custos operativos, incluem, por exemplo, custo variável de térmicas e baterias e custos de partida.

O modelo permite, por exemplo, considerar como fontes candidatas no planejamento da expansão recursos centralizados e distribuídos (resposta da demanda e armazenamento distribuído). Dessa forma, o modelo avalia os serviços que podem ser prestados por cada um dos recursos e obtém o mix de recursos que minimizam os custos de investimento e operação.

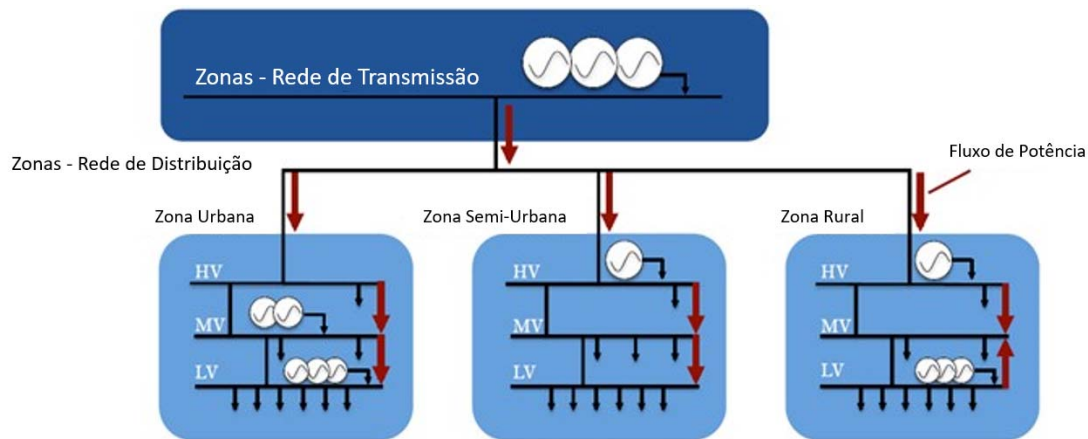
- (ii) Despacho horário de recursos de geração, armazenamento e demanda.
- (iii) Decisões de *unit commitment* e restrições operacionais para geradores térmicos.
- (iv) *Commitment* de capacidade de geração, armazenamento e demanda para atender os requisitos de reserva.
- (v) Fluxo de potência na rede de transmissão, incluindo representações de perdas, e decisões de expansão da infraestrutura de rede.
- (vi) Fluxo de potência na rede de distribuição, perdas e decisões de reforço nessa rede.
- (vii) Interações entre os mercados de eletricidade e calor.

Entretanto, as decisões sob o ponto de vista de planejamento não são dinâmicas uma vez que a otimização de planejamento e operação é realizada para atender à demanda de eletricidade em um ano futuro (horizonte de planejamento de estudo mais reduzido).

Mesmo considerando simulações em um horizonte de estudo reduzido, dependendo da dimensionalidade do problema, talvez não seja possível modelar, de forma detalhada, todas as sete camadas de decisão descritas anteriormente. Dessa forma, o modelo GenX foi projetado para permitir ao usuário selecionar o nível de detalhes a ser utilizado em cada simulação. Portanto, trata-se de um modelo flexível na medida em que permite a definição das camadas a serem consideradas nas simulações, seu nível de detalhamento, além de possibilitar que parte das camadas sejam desconsideradas em algumas avaliações e simulações do sistema.

Nesse contexto, a rede de transmissão pode ser simplificada e modelada na forma de um nó único, sendo as restrições de transmissão desprezadas, ou ainda representada de forma zonal, com fluxos nas linhas de transmissão aproximados através do modelo de transporte ou do modelo de fluxo de potência linearizado (DC) com perdas. Do ponto de vista da rede de distribuição, GenX também permite a representação por zonas representativas da rede e em diferentes níveis de tensão da rede.

As zonas da rede de distribuição se acoplam nas barras terminais de linhas de transmissão de alta tensão através de equivalentes de rede, e são compostas por conjunto de uma ou mais barras do sistema de distribuição de média e alta tensão ou conjunto de uma ou mais barras de baixa tensão onde podem estar localizados os REDs. A Figura 11, ilustra a representação da rede através de zonas e o acoplamento da rede de distribuição e transmissão.



**Figura 11 - O conceito de zonas na representação da rede no modelo**  
**Fonte: [8]**

Além disso, cada zona de transmissão pode conter várias zonas de distribuição cuja rede não é representada explicitamente, sendo cada zona representativa de uma topologia de rede comum nessa região (por exemplo, redes de áreas rurais esparsas, redes urbanas densas e simétricas, redes semi-urbanas assimétricas).

No trabalho desenvolvido em [6], utiliza-se a representação em “múltiplas-zonas” para a rede de distribuição, com a divisão de cada zona em dois níveis de tensão: uma zona de rede de média tensão (MV), representando todos os alimentadores de distribuição primária (tipicamente 4 a 33 ou 35 kV), onde grandes consumidores comerciais e industriais são conectados e onde REDs podem ser instalados com potências variando de 100 kW a vários MW; e uma zona de baixa tensão representando toda a distribuição secundária com alimentadores (240 a 400 V), onde estão conectados pequenos clientes comerciais e residenciais, e REDs com capacidade instalada entre alguns kW a alguns 100 kW.

Na tese de doutorado de Jesse D. Jenkins [7], que é um dos autores do GenX, é sugerida uma extensão ao modelo GenX para que permita avaliar os serviços e contribuições dos recursos energéticos distribuídos para o sistema. Dessa forma, a abordagem proposta permite capturar os impactos (benéficos ou malefícios) do REDs em diferentes zonas, além de avaliar economias de escala proporcionadas pelos recursos distribuídos em diferentes níveis de tensão do sistema.

Dependendo do caso a ser analisado, uma rede completa, considerando o sistema de transmissão de alta tensão e distribuição em média e baixa tensão, envolve um enorme volume de dados. Assim, nas aplicações da metodologia propostas em [7] para avaliação do trade-off – investimento em geração e armazenamento centralizado x investimento em REDs, a rede de distribuição de média e baixa tensão não é representada explicitamente no modelo. Para compensar, uma série de procedimentos de pré-processamento são usados na metodologia para extrair informações sobre o comportamento da rede de distribuição de média e baixa tensão. Essas informações são usadas para definir restrições a serem incorporadas no modelo. Os procedimentos estão relacionados a estimativa de:

- a. Perdas na rede de distribuição;

- b. Cortes de cargas ou montantes de instalação em REDs para satisfazer restrições operativas;
- c. Investimentos em reforços necessários para atender crescimentos na demanda do sistema.

Esses temas serão abordados a seguir.

a. Perdas na rede de distribuição

As perdas na rede de distribuição são representadas nas zonas através de uma função que depende das características do sistema analisado. Ela é calibrada a partir de execuções sucessivas off-line de um fluxo de potência AC aplicado a rede em que desvios de montantes de carga e geração são sorteadas a partir de uma configuração de carga e geração base.

Dessa forma, a expressão que representa as perdas da rede de distribuição é descrita em função da geração e demanda na baixa tensão, geração e demanda na média tensão e a integração entre essas duas redes. Especificamente, a função de perdas é aproximada por:

$$\hat{l} = \hat{\alpha}(D_{lv} - G_{lv})^2 + \hat{\beta}(D_{lv} + G_{lv}) + \hat{\gamma}(D_{lv} - G_{lv})(D_{mv} - G_{mv}) \quad (1)$$

Sendo,

$\hat{l}$  é a perda agregada da distribuição,  $D_{lv}$ ,  $G_{lv}$  são as cargas e injeções na baixa tensão, e  $D_{mv}$ ,  $G_{mv}$  cargas e injeções na média tensão da distribuidora.

Dada a expressão acima, em [7] destaca-se que grande parte das perdas na rede de distribuição são explicadas pela rede de baixa tensão através do termo quadrático  $(D_{lv} - G_{lv})^2$  (coeficiente  $\hat{\alpha}$ ) e linear  $(D_{lv} + G_{lv})$  (coeficiente  $\hat{\beta}$ ) e as perdas relacionadas à interação entre a rede de média e baixa tensão é descrita por  $(D_{lv} - G_{lv})(D_{mv} - G_{mv})$  (coeficiente  $\hat{\gamma}$ ).

Para a incorporação dessa função de perda no modelo de planejamento, que é linear e inteiro, altera-se a equação acima através de uma aproximação linear por partes e utilizam-se variáveis binárias para que os segmentos de perdas sejam preenchidos na ordem correta.

O procedimento pode ser resumido da seguinte forma:

1. Inicie o pré-processamento executando diversos fluxos de potência na rede de distribuição para diferentes configurações de carga/geração sorteadas aleatoriamente;
2. Em seguida, para cada configuração sorteada some os valores nas cargas e gerações da rede de baixa e média tensão.
3. Obtenha uma nuvem de pontos de demanda e geração da média e baixa tensão ( $D_{lv}$ ,  $G_{lv}$ ,  $D_{mv}$ ,  $G_{mv}$ ) x perdas obtidas em cada cenário.
4. Ajuste a partir da nuvem de dados levantado acima a expressão quadrática para obter os parâmetros, alfa, beta e gama.
5. Faça uma aproximação linear por partes para representação no modelo de planejamento.

**Figura 12- Procedimento para representação das perdas no modelo de planejamento.**  
**Fonte: Elaborado pela PSR com base em [7]**

b. Restrições operativas.

Para o cálculo das restrições operativas, é simulado um fluxo de potência ótimo aplicado na rede de distribuição. Para que não haja violações operativas nas diversas configurações sorteadas de aumento de carga, resolve-se o fluxo de potência ótimo considerando a função objetivo de minimização de corte de carga ou outra função objetivo de instalação de REDs.

Como resultado é estimada uma função com expressão analítica do tipo:

$$\hat{y} = \hat{\alpha}'D_{lv} + \hat{\beta}'D_{lv}^2 + \hat{\gamma}'D_{mv} \quad (2)$$

Onde  $D_{lv}$ ,  $D_{mv}$  são o acréscimo de demanda de ponta na baixa e média tensão da rede de distribuição,  $\hat{y}$  é o montante de corte de carga necessário para aliviar as violações operativas e  $\hat{\alpha}'$ ,  $\hat{\beta}'$  e  $\hat{\gamma}'$  são coeficientes que dependem do sistema analisado.

Da mesma forma que a aproximação linear é necessária na representação das perdas, para a inserção da representação das restrições operativas também é construída uma aproximação linear por partes dessa função para ser incorporada no modelo. Além disso, no programa são especificadas proporções mínimas e máximas de cortes de cargas para os níveis de média e baixa tensão.

c. Reforços na distribuição.

Custos de reforços na rede de distribuição/alimentadores são representados por uma equação envolvendo a demanda máxima coincidente subtraída da redução de demanda e/ou instalação de REDs. Esta equação que depende das características do sistema é estimada a partir de execuções off-line sucessivas de um programa de investimento em distribuição aplicado à rede em que desvios de montantes de carga de carga máxima e geração são sorteadas a partir de uma configuração de carga e geração base. Como resultado é ajustada uma função com a seguinte expressão analítica:

$$\hat{y} = \hat{\alpha}''D_{lv} + \hat{\beta}''D_{mv} \quad (3)$$

Onde  $D_{lv}$ ,  $D_{mv}$  são os acréscimos de demanda na baixa e média tensão,  $\hat{y}(D_{lv}, D_{mv})$  é o custo de reforço necessário, e  $\hat{\alpha}''$ ,  $\hat{\beta}''$  são coeficientes que dependem do sistema analisado. Além disso, caso a resposta da demanda a preços seja ativada no programa, são especificadas proporções mínimas e máximas de cortes de cargas para os níveis de média e baixa tensão.

É importante destacar que a modelagem descrita acima possibilita a avaliação da postergação/eliminação de investimentos em redes de transmissão/distribuição (alternativas “non-wires”) frente a inserção de investimento em REDs, inclusive a Resposta da Demanda. Por outro lado, incertezas (com relação às cargas, geração de renováveis, quebras de equipamentos etc.) não são explicitamente modeladas através de cenários.

### 4.1.1 Aplicações do modelo

A literatura traz a aplicação do modelo GenX em diversos contextos. Para o caso específico de aplicações relacionadas aos REDs serão descritos dois exemplos: (i) Baterias para postergar investimentos na rede e (ii) Instalação de REDs, principalmente baterias e resposta da demanda.

#### 4.1.1.1 Baterias para postergar investimentos na rede

Em [8], o modelo GenX foi usado em um sistema baseado na rede espanhola para explorar oportunidades de se instalar baterias nos sistemas elétricos. As baterias podem se conectar em distintos pontos da rede e fornecer diferentes serviços aos sistemas elétricos. Destaca-se que o benefício das baterias, principalmente na forma de recurso distribuído possuem valor locacional que varia em função de condições do sistema, mas também de características das baterias, como por exemplo, tempo de armazenamento de energia e potência instalada. Assim, no estudo de caso desenvolvido em [8] buscou-se avaliar a possibilidade de baterias contribuírem para adiar reforços em infraestrutura de rede em uma região congestionada (da transmissão ou distribuição). Neste caso, diferentes potências instaladas de baterias, com distintas capacidades de armazenamento e em níveis de tensão foram consideradas entre os recursos candidatos do modelo que foi configurado para simular o sistema com cronologia horária e horizonte de 1 ano.

Destaca-se que além de baterias, consideraram-se outros candidatos na simulação, como por exemplo, circuitos que muitas vezes são considerados como alternativa para reforço de uma região da rede elétrica.

Neste estudo, os candidatos de baterias íon-lítio considerados e geração solar distribuída são indicados na Tabela 4.

**Tabela 4 - Baterias e Geração Solar Fotovoltaica considerados no estudo como recursos candidatos.**  
**Fonte: Elaborado pela PSR com base em [6] e [8]**

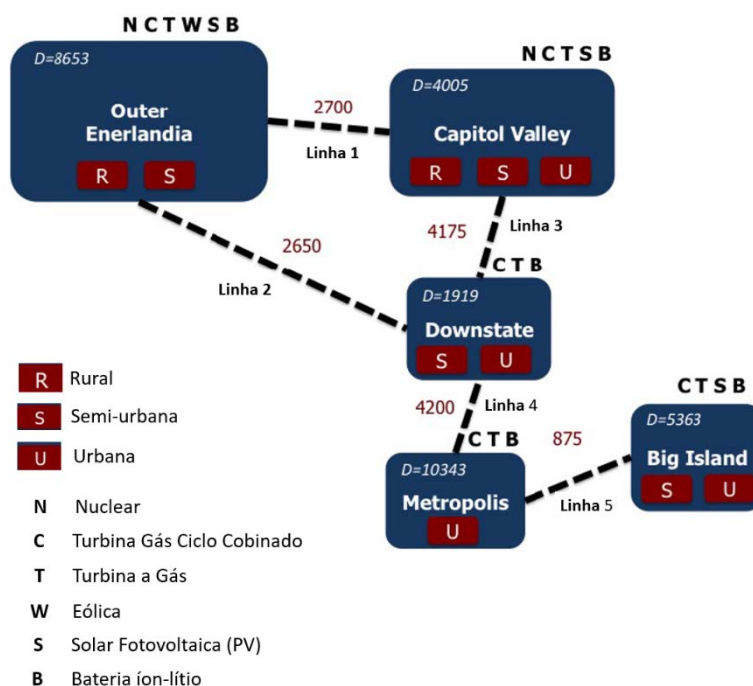
	Potência Instalada	Nível de Tensão	Localização em relação à parte da rede sobrecarregada	Duração	Custo de Investimento
Bateria	5 kW	Rede de Distribuição – Baixa Tensão	“Abaixo”	2 h	Não informado
				4 h	Não informado
Bateria	100 kW	Rede de Distribuição – Média Tensão	“Abaixo”	2 h	\$724/kW
				4 h	\$1305/kW
Bateria	25 MW	Rede de Transmissão	“Acima”	2 h	Não informado
				4 h	Não informado
Geração Solar (GD)	5 - 10 kW	Rede de Distribuição – Baixa Tensão	“Abaixo”		Não informado
Geração Solar (GD)	100 kW - 1 MW	Rede de Distribuição – Média Tensão	“Abaixo”		Não informado

Com o objetivo de avaliar a atratividade de recursos distribuídos frente a construção de nova infraestrutura de transmissão e capturar os benefícios locais dos REDs, progressivamente alterou-se o custo de investimento em linhas de transmissão. Com o aumento dos custos de transmissão, a localização ótima de baterias altera da rede de transmissão (25 MW) para a média tensão da distribuidora (100 kW), ao mesmo tempo em que reforços na transmissão diminuem. Segundo [7] o custo considerado para as tecnologias de armazenamento distribuído na média tensão é menor que na baixa tensão de forma que baterias de 5 kW não eram selecionadas como parte do mix ótimo de recursos.

Além disso, a maior parte das baterias resultantes no plano ótimo de expansão possuíam 2 horas de duração. Porém, quando os custos de reforços em transmissão chegavam a \$180 000/MW-ano, baterias de 4 horas também foram selecionadas pelo modelo. Destaca-se ainda que geração solar distribuída não se mostrou atrativa pela produção da GD não coincidir com o pico de demanda.

#### 4.1.1.2 Instalação de REDs

Com o objetivo de avaliar a atratividade de REDs (geração distribuída e resposta da demanda), o autor considera um sistema de potência fictício baseado no *New York Independent System Operator* (NYISO) [7]. O sistema possui cinco zonas de transmissão, com fluxos de energia dentro de cada zona sem restrições e fluxos de potência entre zonas sujeitas a restrições de transmissão como ilustrado na Figura 13.



**Figura 13 - Sistema Fictício (baseado no NYISO)**  
Fonte: [7]

Na Figura 13, as áreas azuis escuras indicam as zonas de transmissão com o valor da demanda de ponta da região indicada no canto superior esquerdo. As indicações em vermelho, dentro

das zonas de transmissão indicam os tipos de sistemas de distribuição representativos dentro de cada zona em que R representa zona rural, S zona semi-urbana e U zona urbana. O conjunto de recursos de geração centralizados disponíveis em cada zona é indicado acima das zonas de transmissão, sendo que N indica geração nuclear, C corresponde a usina térmica de ciclo combinado (CCGT), T corresponde a turbina a gás (CT), W geração eólica, S indica geração de energia solar fotovoltaica e B bateria de íons de lítio. As linhas tracejadas indicam corredores de transmissão com os limites de capacidade de fluxo de potência indicados em letras vermelhas.

Os dados de demanda em cada região são horários e correspondem à demanda de 2016 do NYISO. Destaca-se que nesse estudo é considerada uma expansão *greenfield* (nenhuma capacidade de geração ou de armazenamento pré-existente).

Além dos recursos centralizados, painéis fotovoltaicos e baterias de íon lítio também são incluídos como candidatos. Os custos de instalação de painéis solares conectados à média tensão são 25% superiores aos da geração centralizada e possuem potência entre 0.5 e 5 MW, enquanto os conectados na baixa tensão, com potência instalada entre 10 e 100 kW possuem custos 85% maiores. Para as baterias de íon-lítio, os custos de instalação na média tensão (1-10 MWh) são 40% superiores aos das baterias que operam conectados nos níveis de tensão de transmissão, enquanto os candidatos na baixa tensão (100-500 kWh) apresentam custos 95% maiores<sup>4</sup>.

No caso base considera-se que 6% da demanda pode responder a sinais de preço horários<sup>5</sup> sendo que 1% dos consumidores reduzem a demanda quando custos marginais são maiores que \$250/MWh, 2% respondem ao sinal de preço a um custo de \$ 500/MWh e 3% a um custo de \$1000/MWh. Se ainda houver insuficiência de geração ou restrições de transmissão que não permitam o atendimento da demanda, o suprimento pode ser interrompido a um custo de \$ 10.000 / MWh.

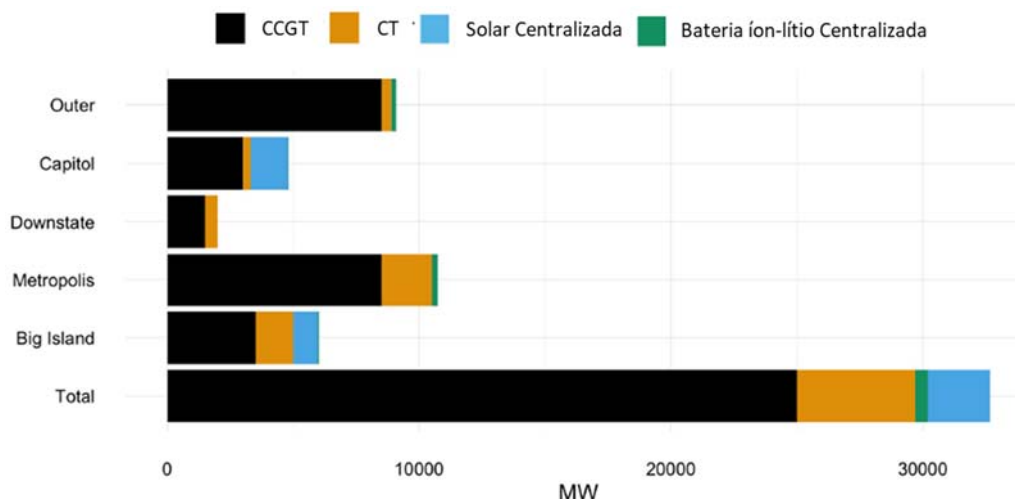
Este caso corresponde a um problema de programação MILP (Programação Linear Inteira Mista) com 5 zonas de transmissão, 10 zonas de distribuição, 61 recursos candidatos (geradores e baterias) - 21 correspondentes a geração centralizada (dos quais 12 são unidades térmicas sujeitas a restrições de *unit commitment*) e 40 na distribuição - e intervalos de tempo de 8.760 por hora.

A Figura 14 mostra o plano de expansão resultante para o caso base. Pode-se observar que baterias e geração fotovoltaica são somente instalados a nível de geração centralizados, e não descentralizados. Isso ocorre, pois a resposta da demanda se mostra mais competitiva do que geração solar e armazenamento distribuídos para contribuir para redução da demanda de ponta e evitar reforços na rede de distribuição.

---

<sup>4</sup> Não foram incluídos no caso candidatos de baterias e painéis solares com potências ainda menores, pois os custos de investimento seriam ainda maiores.

<sup>5</sup> Este valor de 6% foi obtido com base na parcela de demanda que responde aos preços de mercado do dia seguinte no NYISO.



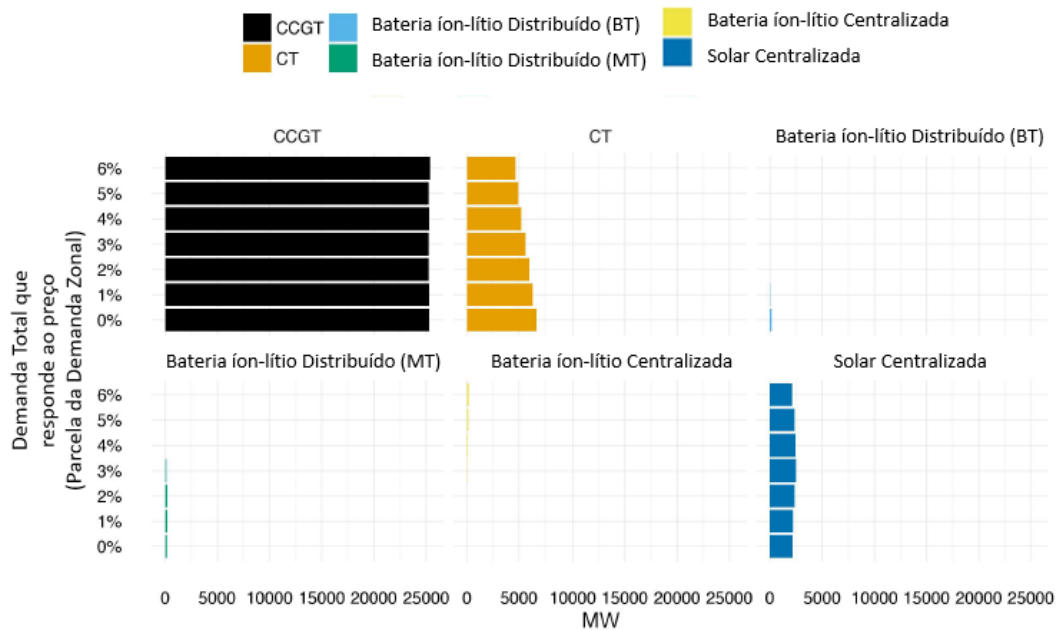
**Figura 14 - Plano de Expansão Caso Base**  
Fonte: [7]

Dado que a resposta da demanda a preços foi muito eficiente em capturar possíveis vantagens da instalação de capacidade de geração e armazenamento na distribuição, foi considerado um estudo de caso em que progressivamente se reduz a possibilidade da demanda responder a sinais de preços (resposta da demanda) conforme indicado na Tabela 5. Destaca-se que nestes casos ainda é mantida a opção de corte de carga a um custo de \$10.000/MWh.

**Tabela 5 - Resposta da Demanda a sinais de preço em cada caso analisado.**  
Fonte: [7]

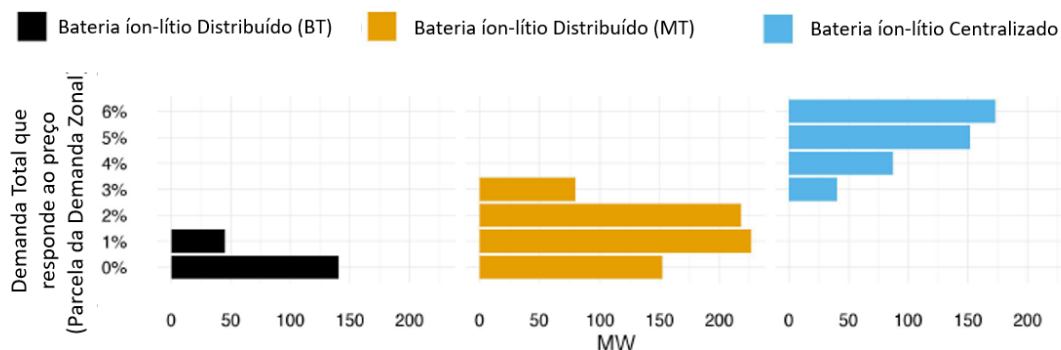
Pagamento por nível de corte	RD (Caso Base)	Limitação RD 1	Limitação RD 2	Limitação RD 3	Limitação RD 4	Limitação RD 5	Sem RD
\$1000/MWh	3.0 %	2.5 %	2.0 %	1.5 %	1.0 %	0.5 %	0%
\$500/MWh	2.0 %	1.7 %	1.3 %	1.0 %	0.7 %	0.3 %	0%
\$250/MWh	1.0 %	0.8 %	0.7 %	0.5 %	0.3 %	0.2 %	0%
Total de RD	6.0 %	5.0 %	4.0 %	3.0 %	2.0 %	1.0 %	0%

À medida em que se vai se restringindo a resposta da demanda a preços, de acordo com os casos indicados na Tabela 5, o plano de expansão se altera, conforme indicado na Figura 15. No caso base, a expansão de baterias íon lítio como recurso centralizado corresponde a 175 MW. Entretanto, na medida em que se reduz a quantidade de demanda que responde a preço, o armazenamento distribuído passa a ser atrativo e a compor o mix ótimo de recursos da expansão, contribuindo para postergar custos com reforços na rede de distribuição. Quando a resposta da demanda a preços corresponde à 3% da demanda em cada zona (caso “Limitação RD 3”), baterias distribuídas começam a integrar o plano de expansão.



**Figura 15 - Evolução da capacidade instalada com restrição da resposta da demanda**  
Fonte: [7]

Destaca-se ainda que quando a resposta da demanda diminui para menos de 1%, a quantidade de baterias distribuídas e instaladas nas redes de média e baixa de tensão se aproximam. A dinâmica de “transferência” de investimento em baterias na forma de recurso centralizado para distribuído, em cada caso de resposta da demanda, pode ser observada na Figura 16.



**Figura 16 - Instalação de baterias nos casos com restrição de resposta da demanda**  
Fonte: [7]

#### 4.1.2 Avaliação geral da metodologia

Como avaliação da metodologia, pode-se apontar aspectos positivos e negativos relacionados a modelagem simultânea do sistema principal e de distribuição de alta, média e baixa tensão, o nível de detalhamento das redes de transmissão e distribuição, as restrições operativas e a decisão de planejamento no tempo.

Como aspectos positivos do modelo, destacam-se a flexibilidade para modelar simultaneamente e com grande nível de detalhe vários segmentos do sistema de transmissão e sistemas de distribuição de média e baixa tensão.

O principal aspecto negativo do modelo corresponde à não representação da dinâmica de expansão do sistema ao longo dos anos, que pode ser importante em análises de planeamento da expansão. No planeamento da expansão do sistema, a capacidade instalada em um determinado ano impacta a construção de novas tecnologias e recursos de geração nos anos seguintes. Este impacto nos anos seguintes varia em função do tamanho dos equipamentos e tempo de maturação dos investimentos. Assim, para determinadas aplicações é importante se determinar a evolução da capacidade instalada ao longo dos anos (análise em multi-etapas) ao invés de se considerar análises e simulações para um determinado ano futuro.

Além disso, um outro ponto negativo é a não modelagem das incertezas através de cenários. No modelo é possível especificar diversos níveis de restrição de reserva que são calibradas por estudos off-line. Entretanto, não são consideradas incertezas relativas à geração das renováveis, ou ainda a correlação entre elas, que devem ser representadas e contempladas na avaliação de penetração de REDs.

#### **4.2 Impacto da Resposta da Demanda no Planeamento de Longo Prazo**

Nesta seção é apresentado um estudo que avalia o impacto da resposta da demanda na expansão de planeamento de longo prazo, utilizando o modelo *Open Source Energy Modelling System* (OSeMOSYS) considerando uma representação endógena dos REDs [9]. Nesse estudo, o foco de análise consiste na avaliação do impacto da resposta da demanda no planeamento energético em termos de capacidade instalada, custo de energia e emissões de CO<sub>2</sub> considerando a aplicação do modelo ao sistema elétrico português.

O OSeMOSYS [10] é um modelo de otimização multi-anual que tem como objetivo minimizar o valor presente líquido (VPL) dos custos para atender uma demanda de energia ou de serviços de energia ao longo de um horizonte de planeamento, considerando restrições de “*capacity adequacy*”, balanço de energia, emissões, dentre outras. O modelo considera os custos de investimento e operação de diferentes tecnologias candidatas à expansão, além de permitir representar penalidades, como por exemplo, de emissão de gases de efeito estufa. Além disso, o modelo permite avaliar se algum ativo construído pelo modelo ainda possui vida útil operativa no fim do horizonte de estudo e determinar este valor considerando a vida útil, ano de investimento e taxa de desconto.

Nesse estudo, considera-se o horizonte de análise de 2015 a 2050, e para cada ano considera-se a demanda dividida em 12 meses, 2 dias típicos em cada mês e 4 blocos de demanda em cada dia, totalizando 96 intervalos de tempo em cada ano. Com o objetivo de avaliar o potencial da resposta da demanda por diferentes segmentos de consumo e os consequentes impactos no sistema, a demanda total é dividida em perfis de demanda para os setores industrial, residencial e terciário. Para cada setor são consideradas atividades que possuem o consumo de energia flexível, ou seja, que podem deslocar o consumo por um período. A demanda associada a cada atividade possui um consumo de energia de referência, um consumo mínimo e máximo, e um intervalo de tempo em que a carga pode ser deslocada. A Tabela 6 indica as atividades (processos) consideradas em cada setor e o tempo em que podem ser deslocadas. Nesse estudo, as cargas flexíveis não são cortadas, mas transferíveis ao longo de um ciclo, o que corresponde a dizer que a demanda transferível funciona como uma bateria. [11]

**Tabela 6 - Relação de atividades por setores com demanda flexíveis.**
**Fonte: Elaborado pela PSR com base em [9]**

Setor	Processo	Turno T (h)	Energia (GWh/ano)	
Industrial	Moinhos de cimento	24	1243	
	Processamento de papel reciclado	24	216	
	Máquinas de papel	24	901	
	Separador de ar	24	60	
Processo de corte transversal	Resfrigeração na produção de alimentos	24	480	
	Ventilação sem relevância de processo	2	217	
Terciário	Resfrigeração no varejo de alimentos	2	1066	
	Armazenamentos refrigerados	2	147.6	
	Resfrigeração em hotéis e restaurantes	2	213.2	
	Ventilação sem relevância de processo	2	2066.4	
	AC	2	492	
	Aquecedor elétrico de água	12	246	
	Bombas para fornecimento de água	2	492	
	Tratamento de águas residuais	2	492	
	Residencial	Freezer/Refrigerador	2	2870
		Máquinas de lavar, Máquina de louça, secadores de tambor	6	1606
AC		2	94.77	
Aquecedor elétrico de água		12	295.2	
Bomba de circulação de ar		2	573.6	
Aquecedor elétrico		12	1004.5	

Neste estudo, para a análise do impacto da resposta da demanda no longo prazo consideram-se três cenários de expansão:

- Caso BAU (*Business as usual*),
- Caso “Baixo CO<sub>2</sub>”
- Caso “Menor Custo”

O caso “Baixo CO<sub>2</sub>” possui metas mais ambiciosas de penetração de geração renovável, maior penalidade no uso do carbono (140 euros/ton em 2050) e considera também maior redução no custo de tecnologias renováveis consideradas “verdes”, se comparado ao caso BAU. Já o caso “Menor Custo” corresponde a um cenário com menor custos operativos, com menor penalidade no uso do carbono (30 euros/ton em 2050), em comparação ao Caso “Baixo CO<sub>2</sub>” e BAU (com penalidade no uso de carbono de 90 euros/ton de 2050).

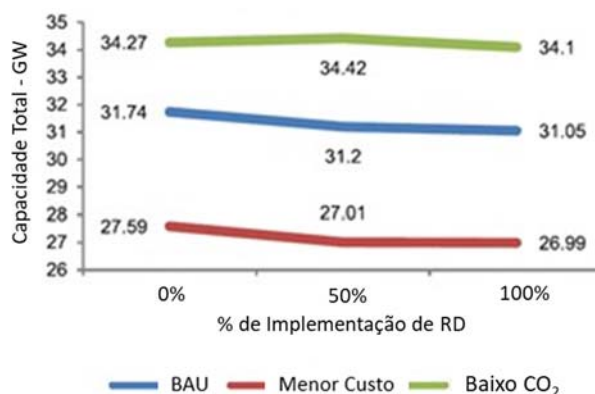
Além disso, para cada cenário de expansão, simulam-se três hipóteses com relação à resposta da demanda:

- Sem resposta (0% RD),
- 50% do montante potencial das cargas transferíveis (50% RD) e
- Todas as cargas transferíveis (100 % RD)

Dessa forma, considerando-se o total de cenários de expansão e as três hipóteses para a RD, tem-se o total de 9 simulações.

#### 4.2.1 Resultados do estudo

Esta seção mostra os resultados do estudo para o sistema português [9]. O resultado relativo aos três cenários de expansão com as três hipóteses sobre a resposta da demanda é mostrado na Figura 17 , explicitando a capacidade instalada resultante em 2050.



**Figura 17 - Capacidade total instalada nos 3 cenários de expansão e de Resposta da Demanda.**

Fonte: [9]

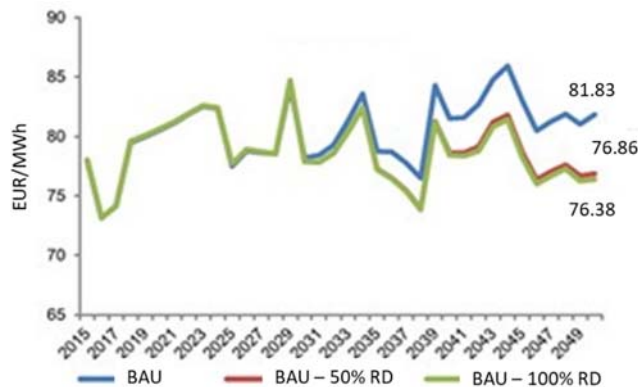
Considerando o plano de expansão do caso BaU, observa-se que a implementação da resposta da demanda de 50% e 100% no mercado reduz a capacidade total instalada de 31.74 GW para 31.05 GW, respectivamente. No caso da RD implementada em 50% do mercado, a capacidade total do sistema diminui 1,5% em relação ao caso sem RD, enquanto no caso com 100% de RD, a capacidade instalada total reduz mais de 2%. O estudo destaca que 85% dessa redução se deve à redução da expansão térmica (gás natural e biomassa), já que a resposta da demanda fornece maior flexibilidade ao sistema e explorar o máximo de geração renovável.

A partir da Figura 17 observa-se que o mesmo tipo de comportamento de redução da capacidade instalada para os cenários com a RD 50% e RD 100% no caso BAU ocorre no cenário de Menor Custo. Já no cenário Baixo CO<sub>2</sub> a capacidade instalada decresce com 100 % de resposta da demanda mas aumenta com 50% de resposta da demanda devido a um maior investimento em eólicas offshore e maremotriz. Isso ocorre pois a flexibilidade provida com 50% de resposta da demanda não é suficiente para o sistema e o custo operativo de térmicas<sup>6</sup> no cenário de Baixo CO<sub>2</sub> é maior. Assim, com maior investimento em eólica offshore e maremotriz a razão capacidade/geração aumenta, contribuindo para aumentar a capacidade total instalada quando comparado ao caso sem RD.

Destaca-se que em todos os cenários de expansão a presença de resposta da demanda contribui para redução da capacidade instalada de térmica e para uma propensão de aumento da capacidade em renováveis. Além disso, a RD reduz os custos totais do sistema em mais de 1.6% no cenário BAU, enquanto no cenário *LeastCost*, a queda no custo é de 0,85% e no Cenário *LowCO2* a diferença chega a 2,23%.

Na Figura 18, a linha azul mostra a evolução do custo médio de energia no cenário BAU para os três cenários de resposta da demanda. Com a implementação dos cenários de resposta da demanda, os custos médios são reduzidos com o passar dos anos devido a uma menor necessidade de investimento e menor custo de operação das usinas termelétricas.

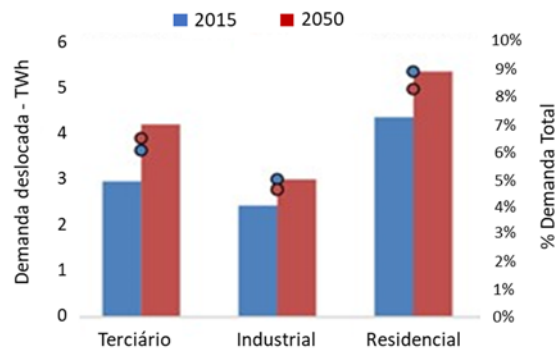
<sup>6</sup> Biomassa e térmicas com emissão de CO<sub>2</sub>



**Figura 18 - Evolução do Custo médio de energia x %DR - Cenário BAU**  
 Fonte: [9]

Destaca-se que a redução dos custos ocorre a partir do ano de 2030 o que mostra que o impacto da resposta da demanda no plano de expansão não é imediato. Adicionalmente, observa-se que o cenário que permite 50% de resposta da demanda já captura quase toda redução de custos quando comparado ao caso com 100% de resposta da demanda.

Outro resultado apresentado no estudo é corresponde ao montante de carga transferida de um patamar de demanda para outro. A Figura 19 mostra o montante de transferência de carga no cenário BAU com 100% de Resposta da Demanda para os anos de 2015 e 2050 (em TWh) e o percentual de carga transferida de cada setor em relação à demanda anual total.



**Figura 19 - Montantes de Cargas Transferidas nos três setores - Cenário BAU**  
 Fonte: [9]

Observa-se que o setor residencial foi o segmento que apresentou maior volume de transferência de carga enquanto o setor industrial o menor volume. Nota-se que para o setor residencial o percentual de carga transferida caiu de 9% (em 2015) para 8% (2050), indicando que o setor perde flexibilidade ao longo dos anos. Isso ocorre provavelmente devido à instalação de novas fontes renováveis como eólicas, solar e maremotriz, que podem fornecer energia ao longo de diferentes horas do dia, enquanto em 2015 somente eólicas tinham uma capacidade instalada relevante. Este resultado pode também ser decorrente do fato de a metodologia ser determinística e, portanto, não capturar a volatilidade da produção das renováveis. Caso essa volatilidade fosse levada em consideração haveria uma maior transferência de carga ao longo do dia. Com relação ao setor industrial, a proporção de cargas transferidas com relação a

demanda total se mantém constante (em torno de 5%). Destaca-se que o setor terciário é o único que aumenta a proporção de demanda que pode ser deslocada comparando-se 2015 e 2050.

#### **4.2.2 Conclusões**

De acordo com os resultados do estudo, cargas flexíveis representam um recurso importante na expansão do sistema, que permite reduzir no longo prazo os custos no sistema principalmente por evitar a necessidade de novas capacidades de geração. Destaca-se que em alguns cenários avaliados os benefícios da resposta da demanda nos custos do sistema só são percebidos após 15 anos e que, além disso, cenários com maior penetração de renováveis tendem a permitir que estes benefícios sejam observados antes.

Entretanto, ressalta-se que nesse estudo não se consideram os custos associados a resposta da demanda. Assim, conforme apontado pelos autores, os resultados das análises de custos e de transferências de carga podem ter um viés otimista.

#### **4.2.3 Avaliação geral da metodologia**

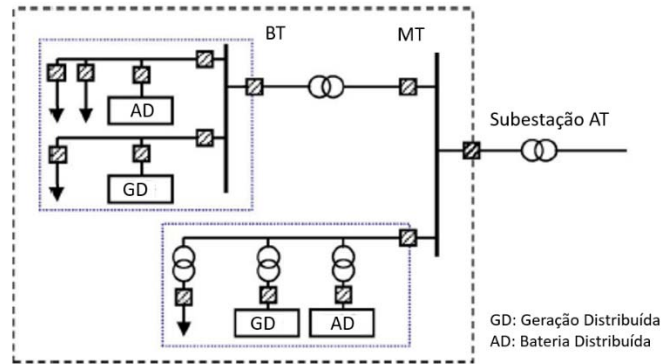
Como aspectos positivos da abordagem proposta neste estudo com utilização da RD no planejamento do sistema utilizando o modelo OSeMOSYS, destacam-se a simulação dinâmica da expansão ao longo dos anos e a modelagem dinâmica de transferência de carga entre os blocos.

Entretanto, ressalta-se que a não representação de redes de transmissão pode distorcer a análise principalmente em relação aos custos de operação. Além disso, o estudo não considera cenários para avaliar aspectos estocásticos da geração não controlável e intermitente o que pode ter impactado os resultados e trazer um viés otimista.

### **4.3 Planejamento em micro rede como alternativa à co-otimização da geração e expansão da transmissão**

As micro redes combinam diversos dispositivos de REDs que agem de maneira coordenada [12]. Elas podem prestar serviços aos sistemas elétricos e proporcionar benefícios como melhorias na confiabilidade, qualidade no suprimento de energia, além de redução na emissão de gases poluentes ao diversificar fontes de geração. Além disso, de acordo com [13], podem reduzir o custo total de expansão e operação do sistema elétrico e serem alternativas à expansão de transmissão e distribuição.

A Figura 20 mostra uma configuração típica de microgrid, em que os REDs são conectados a cargas através de barras de baixa tensão (BT) e média tensão (MT) da rede de distribuição.

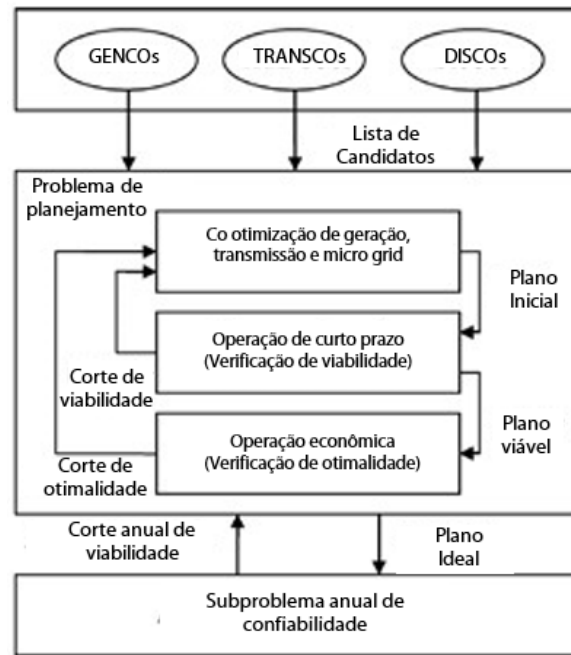


**Figura 20 - Configuração de Micro rede**  
**Fonte: [13]**

Entretanto, conforme destacado em [13], nos estudos de planejamento da expansão de geração e transmissão, geralmente não são considerados impactos de micro redes na expansão dos sistemas elétricos. Assim, a referência [13] propõe um algoritmo para o planejamento em micro rede como uma alternativa à co-otimização da geração e expansão da transmissão em sistemas de energia elétrica.

O objetivo é minimizar o custo total de expansão do sistema compreendendo os custos de investimento e operação de micro-redes locais, custos de investimento e operação de geradores centralizados, custos de investimento em transmissão e o custo esperado de energia não suprida. O custo da energia não suprida reflete o custo de corte de carga que é adicionado à função objetivo para considerações de confiabilidade.

O problema de co-otimização do planejamento de microgrid é decomposto em um problema de investimento e operação, e subproblema anual de confiabilidade, conforme indicado na Figura 21. As decisões inteiras ótimas de investimento que minimizam os custos de investimento e de operação são avaliadas em relação aos limites de confiabilidade do sistema no subproblema de confiabilidade. Caso os limites de confiabilidade sejam violados, cortes de viabilidade são calculados e enviados ao sub problema de investimento. As decisões de investimento são então revisadas para serem submetidas à avaliação de confiabilidade. Neste estudo, o sistema de transmissão é representação pela aproximação DC (não considera perdas na transmissão).



**Figura 21 - Esquema de decomposição que permite separar o planejamento em co-otimização de geração, transmissão e micro redes.**

Fonte: [13]

O custo de investimento e operação das micro redes dependem dos tipos e tamanhos dos recursos distribuídos. Assume-se que o custo de investimento é uma função linear da capacidade instalada da micro rede, enquanto os custos de operação variam em função do despacho desses recursos. Além disso, destaca-se que a geração nas micro redes sejam usadas apenas para atender as demandas nas micro redes interligadas ou utilizadas para armazenamento local. Os REDs nas micro redes não são designados para suprir energia para a rede principal.

Com isso são impostas as seguintes restrições na operação do micogrid:

1. A geração da micro rede  $q$  na barra  $m$  no bloco  $b$  e período  $h$  do ano  $t$  é menor ou igual à geração máxima ao longo dos blocos e períodos multiplicado pelo seu estado de investimento  $u$ :

$$PM_{qmt}^{Max} = MAX_{b,h}\{PD_{qmbht}\} \quad (4)$$

$$PM_{qmbht} \leq PM_{qmt}^{Max} u_{qmt} \quad (5)$$

Sendo  $u_{qmt}$  o estado de investimento do microgrid ( $u_{qmt} = 1$  quando houver micro rede  $q$  na barra  $m$ , no ano  $t$ , caso contrário  $u_{qmt} = 0$  no ano  $t$ ).  $PM$  indica geração local da micro rede e  $PD$  a demanda de energia na micro rede.

2. Somatório da geração dos microgrids de uma barra é menor ou igual ao somatório das cargas dos microgrids na barra para cada bloco  $b$ , período  $h$  e ano  $t$ , indicando que a geração da micro pode suprir a demanda local ou ser armazenada em baterias.

$$\sum_q (PM_{qmbht} - PD_{qmbht}) \leq 0 \quad (6)$$

A metodologia proposta é aplicada ao sistema IEEE de 118 barras que tem 54 geradores e 186 circuitos. Foram considerados um conjunto de 16 unidades geradoras e 8 linhas de transmissão candidatas e as taxas de falhas para unidades geradoras e de transmissão foram especificadas como 4% e 1%, respectivamente. Nesse estudo considera-se um horizonte de planejamento de 20 anos com etapas mensais e a demanda é representada por meio de 3 patamares de carga correspondendo a carga fora ponta, intermediária e de ponta. As decisões de investimento são feitas anualmente enquanto a operação é realizada para cada bloco de carga. O valor da energia não suprida é US \$ 10 / kWh e a taxa de desconto é de 5%. Para a análise de confiabilidade consideraram-se 1000 cenários de quebras de equipamentos de geração e transmissão, obtidos através de Simulações Monte Carlo.

Para as simulações desenvolvidas em [13] consideram-se que os custos de investimentos em geração centralizada variam de \$200/kW a \$750/kW e as linhas de transmissão de \$267/kW a \$860/kW. Investimentos em REDs nos microgrids podem ser feitas em qualquer barra a um custo de \$2000/kW, enquanto os custos de operação de micro redes correspondem a \$1/MWh. Acrescenta-se ainda que restrições de confiabilidade foram impostas ao longo dos 20 anos de horizonte de planejamento.

Neste estudo foram avaliados quatro casos de planejamento:

- Caso 0: Investimento em geração centralizada
- Caso 1: Investimento em geração centralizada e transmissão
- Caso 2: Investimento em geração centralizada e de REDs em microgrid
- Caso 3: Investimento em geração centralizada, transmissão e de REDs em microgrid

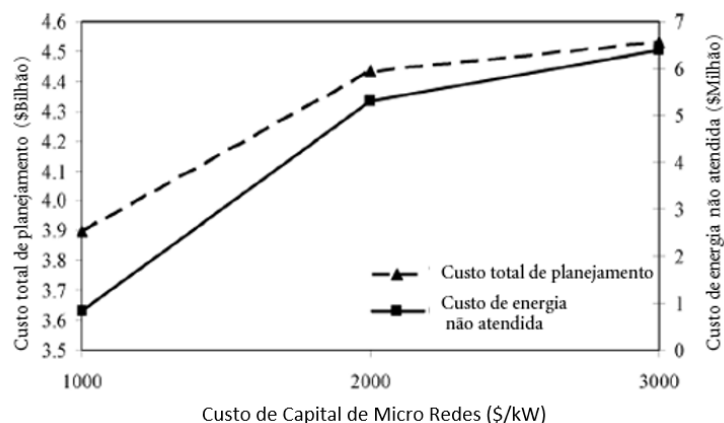
No caso 0 os investimentos em geração centralizada não foram suficientes para atender à restrição de confiabilidade do quinto ao vigésimo ano do horizonte. Já no caso 1 os investimentos em geração centralizada e transmissão foram suficientes para atender à restrição de confiabilidade em todo horizonte de estudo, e 13 geradores candidatos e 3 linhas de transmissão foram contemplados no plano de expansão. No caso 2, investimentos em geração centralizada e REDs foram suficientes para atender à restrição de confiabilidade no sistema e 6 geradores candidatos de geração centralizada e REDs em microgrids associados a 42 barras foram contemplados no plano ótimo. Por fim, no caso 3 os investimentos em geração centralizada e REDs foram suficientes para atender à restrição de confiabilidade e 4 geradores candidatos de geração centralizada, 1 linha de transmissão e REDs em microgrids associados a 31 barras foram contemplados no plano ótimo.

Os custos de investimento, operação e energia não suprida nos Casos 1,2 e 3 simulados são indicados na Tabela 7. A partir da análise da Tabela 7 observa-se que os REDs nas microrredes contribuem para um decréscimo nos custos totais de planejamento.

**Tabela 7 - Resumo dos Custos de Investimento em 3 casos analisados**  
Fonte [13]

Custo (\$Bilhão)	Caso 1			Caso 2			Caso 3		
	G	T	Micro redes	G	T	Micro redes	G	T	Micro redes
Custo de investimento	0.225	0.052	-	0.062	-	0.435	0.115	0.036	0.221
Custo de operação	4.215	-	-	3.916	-	0.017	4.045	-	0.009
Custo de energia não suprida	0.004			0.005			0.003		
Custo total planejado	4.496			4.435			4.429		

Destaca-se que o custo total da expansão do sistema e o valor da energia não suprida variam em função do custo de capital das micro redes que alteram em função dos tipos e quantidade de recursos distribuídos instalados. Por exemplo, menores custos de investimento nas micro redes resultam em maior quantidade investida que podem contribuir para reduzir a parcela de corte de carga no sistema e, então, diminuir o custo total da demanda não suprida. Neste caso é provável também que haja redução na expansão da geração centralizada. A Figura 22 ilustra como os diferentes custos de micro redes impactam no custo da energia não suprida e no custo total do planejamento do sistema.



**Figura 22 - Custo total de expansão e de energia não suprida para diferentes custos de investimento de micro redes.**  
Fonte: [13]

#### 4.3.1 Conclusões

A aplicação e simulação da metodologia proposta indica que micro redes são eficazes para contribuir com a confiabilidade do sistema, resultando em menor custo total para o sistema.

#### 4.3.2 Avaliação geral da metodologia

A partir da avaliação da metodologia proposta, destacam-se entre os aspectos positivos a representação da dinâmica da expansão, com estudo de caso com horizonte de estudo de 20 anos. Além disso, representa a rede de transmissão e contempla incerteza na quebra de

equipamentos e geração renováveis, o que permite avaliar impacto dos REDs na confiabilidade do sistema.

Entretanto, na metodologia não são contempladas perdas na transmissão o que pode impactar a atratividade de REDs. Além disso, a metodologia considera uma representação muito simplificada para as redes de distribuição de média e baixa tensão, que pode dificultar a aplicação em análises não acadêmicas.

#### 4.4 O modelo *Whole-Electricity System Model* (WeSIM)

As Referências [19], [20] e [21] utilizam o modelo *whole-electricity system model* (WeSIM) e aplicam na avaliação dos potenciais benefícios econômicos da demanda industrial flexível na Europa, da demanda flexível no Reino Unido e armazenamento no Reino Unido, respectivamente.

O WeSIM é um modelo de otimização que minimiza simultaneamente custos de investimento em nova capacidade de geração, reforços na rede de transmissão/distribuição e armazenamento, além de custos de operação considerando requisitos de reserva e de segurança, e resposta da demanda.

O problema corresponde a um MILP que é resolvido para um 1 ano do horizonte com discretização horária.

As restrições que são consideradas incluem:

1. Balanço de potência, incluindo rede de transmissão.
2. Restrição de limites de fluxos nas linhas de transmissão
3. Restrição de geração – geração mínima e máxima, restrição de rampa, mínimo “*up-time*”, “*down-time*”, disponibilidade para controle e regulação de frequência, dentre outros.
4. Restrições que representam a operação da bateria (carga, descarga, volume armazenado), considerando sua eficiência.
5. Restrições que representam resposta da demanda em termos de transferência de carga ao longo das horas do dia. Essas restrições são especificadas como:

$$(1 - a) * d_t^{base} \leq d_t^{flex} \leq (1 + a) * d_t^{base}, \forall t \quad (7)$$

$$\sum_{t \in T^{proc}} d_t^{flex} = \sum_{t \in T^{proc}} d_t^{base}, \forall T^{proc} \quad (8)$$

Em que:

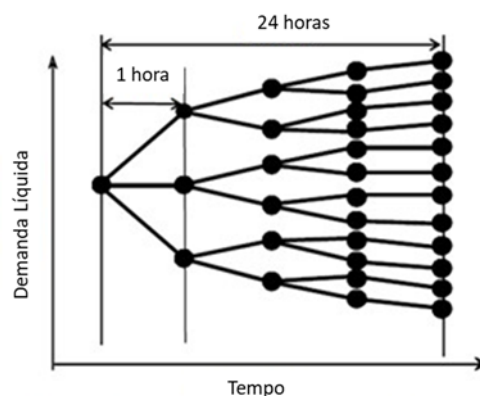
$d_t^{flex}$	Demanda na hora $t$ (variável de decisão)
$d_t^{base}$	Demanda base ou de referência na hora $t$ (dado)
$a$	Parâmetro (%) que especifica a faixa de variação da demanda com relação à demanda base

$T^{proc}$  Conjunto de horas consecutivas que representam o horizonte do processo.

O parâmetro  $a$  expressa o grau de flexibilidade da demanda (se  $a = 0\%$  a demanda não é flexível e se  $a = 100\%$  a demanda é totalmente flexível). O conjunto  $T^{proc}$  representa o ciclo da demanda flexível em que o consumo total de energia deve ser igual ao consumo total da energia de referência ao longo de um ciclo.

6. Restrições associadas aos requisitos de controle horário de frequência considerando os geradores, proporção do carregamento da bateria que pode ser interrompido e proporção de carga que pode ser cortada para proporcionar o serviço.
7. Restrições associadas aos requisitos de reserva horária considerando os geradores, montante de energia armazenado na bateria e proporção de carga que pode ser interrompida para proporcionar esse serviço.
8. Restrições de fluxo nos circuitos de transmissão
9. Restrições associadas à demanda de ponta líquida da distribuição
10. Restrições de confiabilidade associados a LOLE (valor esperado de perda de carga)

A referência [19]<sup>7</sup> destaca que a crescente penetração de geração renovável (estocástica e não controlável) introduz novos desafios operativos e, aumenta o volume de serviços de flexibilidade e modulação para garantir o balanço de geração-carga em todos os instantes<sup>8</sup>. Assim, em [19] destaca-se a importância de considerar nas análises de planejamento um modelo operativo capaz de capturar as incertezas nos sistemas elétricos. Nesse sentido, sugere-se que seja considerado um módulo de operação estocástico de *unit commitment* (SUCM) que considera informações estatísticas de incertezas envolvidas na geração das renováveis, demanda e quebras de equipamentos para compor árvores de decisão. Uma árvore de decisão, com horizonte de 24 horas e discretização horária é ilustrada na Figura 23.



**Figura 23 - Árvore de decisão no SUCM**  
Fonte: [19]

<sup>7</sup> Esta referência é a mais recente (se comparada à [20] e [21]) que aplica o WeSIM.

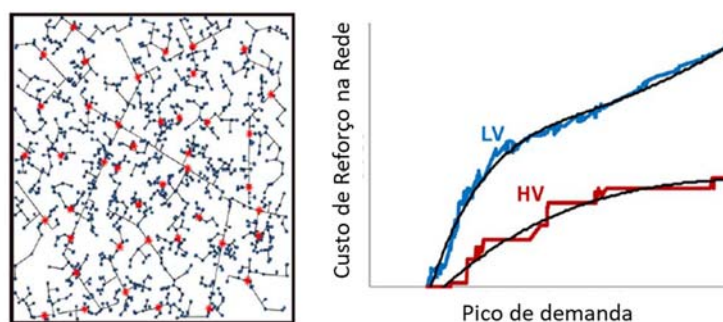
<sup>8</sup> Alguns REDs, como por exemplo, resposta da demanda e armazenamento distribuído podem prover estes serviços para o sistema elétrico.

A otimização no SUCM é baseada em horizontes rolantes sendo a cada hora construída a árvore com um horizonte de 24 horas. O problema é otimizado ao longo dessas 24 horas, mas somente as decisões referentes à primeira hora são consideradas para a otimização na árvore associada à hora seguinte, e assim por diante.

É importante destacar que o SUCM em [19] não é totalmente acoplado ao WeSIM e então sugere-se uma abordagem em duas etapas. Na 1ª etapa o WeSIM é utilizado para determinar a expansão ótima de geração e transmissão, considerando uma representação determinística da operação do sistema, e na 2ª etapa o SUCM é executado considerando as decisões ótimas de investimento calculadas no WeSIM, refinando as decisões operativas. Entretanto, os resultados do SUCM não são considerados no WeSIM para uma possível revisão das decisões de investimento.

Além do WeSIM e SUCM, a metodologia em [19] também sugere a utilização de um modelo para avaliar a rede de distribuição e os impactos decorrentes dos REDs. Este estudo utiliza o módulo *Distribution Network Planning Model* (DistPlan) com o objetivo de identificar os reforços de mínimo custo no sistema de distribuição para atender o crescimento de carga, considerando a presença de resposta da demanda. Uma vez que existem poucas informações públicas a respeito da topologia e características da rede de distribuição do sistema em estudo (Sistema Europeu), o DisPlan gera inicialmente redes de distribuição em três níveis de tensão (LV, MV e HV) estatisticamente similares à maioria de redes de distribuição europeias. Essas redes são geradas a partir de dados gerais da rede original, como por exemplo, número, densidade e tipos de consumidores, capacidade dos alimentadores e transformadores e informações do comprimento da rede<sup>9</sup> [22][23].

Em seguida, através do planejamento da rede de distribuição avalia-se a necessidade de reforços na rede e então, aproxima os custos de investimento em distribuição por uma função linear por partes da demanda líquida de ponta na rede de distribuição. A Figura 24 apresenta um exemplo da função linear de custos de reforço de transmissão na Baixa e Alta Tensão.



**Figura 24 - Exemplo de Rede Urbana e a função de custo de reforço para a rede de baixa (LV) e alta tensão (HV) em várias condições de ponta**

<sup>9</sup> Não há integração em um único modelo do WeSIM e DistPlan, isto é, o DistPlan gerar para o WeSIM a função (demanda líquida de ponta da distribuidora) x (custo de investimento em reforços na distribuição). De posse dessa função o WeSIM avalia as alternativas de investimento em REDs, resposta pelo lado demanda, etc. que afetam a demanda líquida de ponta da distribuidora.

Fonte: [21]

#### 4.4.1 Aplicações da metodologia

Serão descritas a seguir três aplicações considerando WeSIM. A primeira avalia o recurso de armazenamento tanto em escala de transmissão como de distribuição no Reino Unido. A segunda e terceira avaliam a flexibilidade da demanda, considerando a demanda industrial do sistema europeu (na segunda aplicação) e a demanda de diversos seguimentos no Reino Unido (terceira aplicação).

##### 4.4.1.1 Avaliação de Tecnologias de Armazenamento

Em [21] é proposta uma abordagem de representação das baterias para capturar os benefícios e serviços que podem prover ao sistema elétrico. Assim, propõe-se a utilização do modelo WeSIM, com resolução horária para minimizar os custos de investimento em novos ativos de geração, transmissão, distribuição, com os custos de reforços modelados por funções lineares por parte (conforme Figura 24). Nesta abordagem as baterias podem ser localizadas na rede de transmissão e prover flexibilidade operativa, ou então, ser modelada como recurso distribuído.

A metodologia proposta foi aplicada para o sistema do Reino Unido no ano de 2030, em que a contribuição de geração renovável corresponde a 54,7% da carga anual, com a contribuição da geração eólica de 52,5%. O sistema de transmissão é modelado por meio de 5 áreas elétricas, além de considerar uma conexão com a Europa Continental. A Figura 25 indica a topologia considerada para o sistema, a capacidade das interconexões e km de linhas. Em cada uma das regiões as redes de distribuição são representadas por 10 redes estatisticamente representativas.

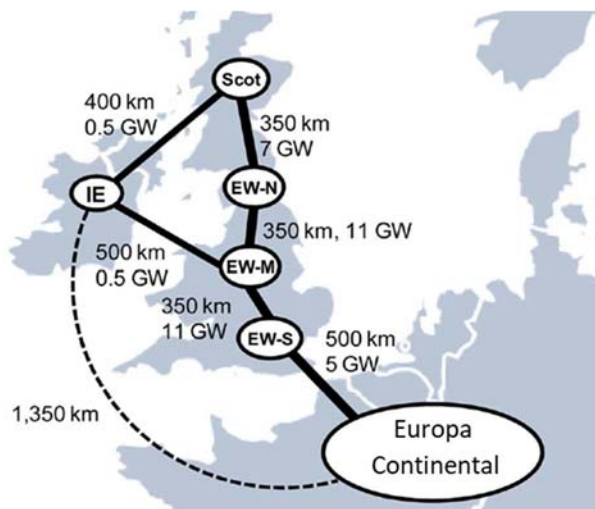
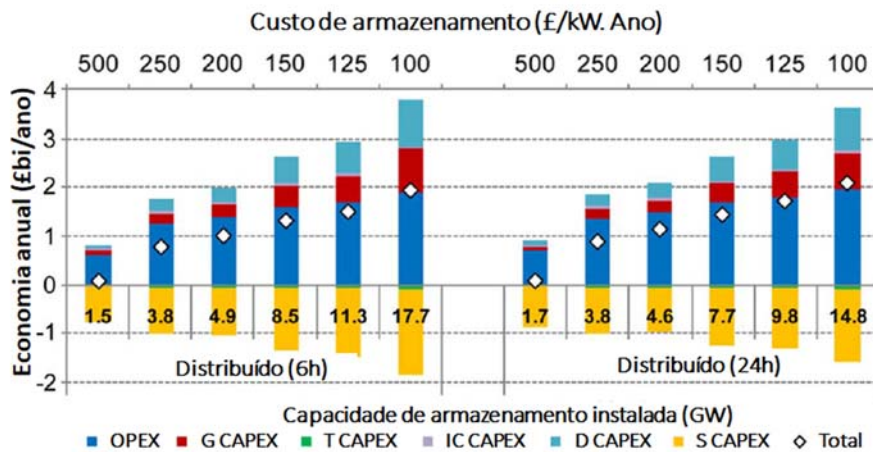


Figura 25 - Topologia da Rede de Transmissão (Representação em Multi-áreas)

Fonte: [21]

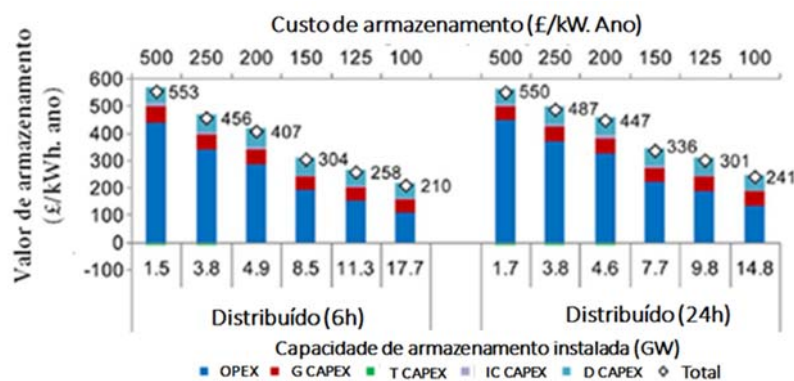
A Figura 26 indica, para o ano de 2030, a quantidade instalada de bateria como recurso distribuído (em GW, abaixo das barras) considerando diferentes custos para as baterias (entre 100 e 500 libras/kW-ano) e duração da bateria de 6 e 24 horas. Além disso, indica os benefícios econômicos decorrentes da presença de bateria como recurso distribuído (valores positivos) e seu custo de investimento (valores negativos no gráfico), além do benefício líquido. Na Figura

26, OPEX indica custos operativos, G CAPEX investimentos em geração, T CAPEX investimentos em transmissão, IC CAPEX investimentos em interconexão e D CAPEX investimentos em distribuição. S CPAEX indica o investimento ótimo em baterias e Total corresponde ao benefício líquido com a presença de baterias.



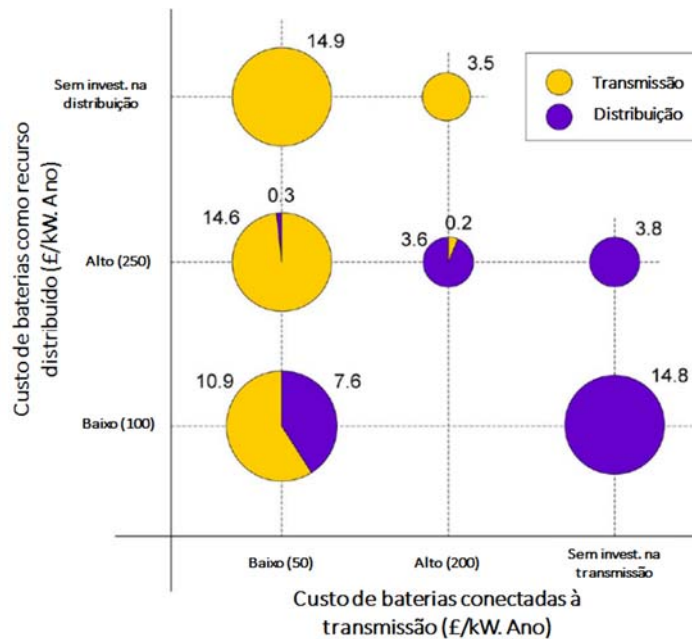
**Figura 26 - Benefício líquido e expansão de baterias na distribuição**  
Fonte: [21]

O valor do armazenamento distribuído em 2030, para a expansão indicada na Figura 26, é ilustrado na Figura 27, cujos valores são obtidos dividindo-se os benefícios das baterias pelo volume ótimo investido. Observa-se que as baterias permitem maiores economias com custos operativos, principalmente por permitirem redução no vertimento de geração renovável (eólica).



**Figura 27 - O valor das baterias como recurso distribuído**  
Fonte: [21]

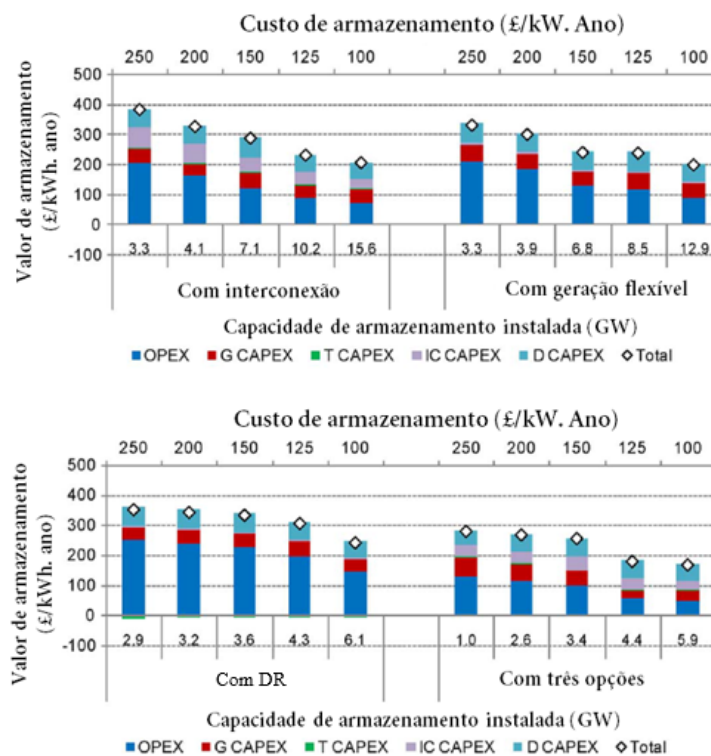
Além disso, com o objetivo de comparar a atratividade de baterias a nível de transmissão e distribuição e uma possível sinergia entre os recursos, são considerados estudos de caso com diferentes cenários de preço para as baterias. Observa-se, na Figura 28, que no caso de ambos os recursos apresentarem custos baixos o investimento em baterias na distribuição e transmissão são próximos e totalizam uma quantidade maior do que nos casos em que só podem ser investidas baterias na distribuição ou transmissão. No caso em que ambos apresentam custos mais elevados, o montante instalado na distribuição é maior se comparado à transmissão.



**Figura 28 - Investimentos em Baterias na Transmissão e Distribuição**  
Fonte: [21]

Destaca-se ainda que com o objetivo de avaliar a atratividade das baterias em um contexto em que o armazenamento distribuído pudesse competir com outros recursos do sistema, em [21] avaliou-se o valor das baterias em quatro cenários, resumidos na Figura 29.

- Cenário 1: Considera-se um aumento da capacidade de interconexão entre o Reino Unido e Europa Continental e do Reino Unido com a Irlanda, permitindo melhor a capacidade de acomodação e penetração de renováveis e compartilhamento de reserva operativa de longo prazo entre os países.
- Cenário 2: Aumenta-se a flexibilidade que pode ser proporcionada por geradores convencionais. Nesse caso não foram considerados custos relacionados ao aumento da flexibilidade do parque gerador.
- Cenário 3: Consideram-se alguns serviços de resposta da demanda. Neste caso não foram considerados custos para implantação da resposta da demanda.
- Cenário 4: Consideram-se interconexão, aumento da flexibilidade provido por geradores convencionais e serviços de resposta da demanda (Junção dos cenários 1,2 e 3).



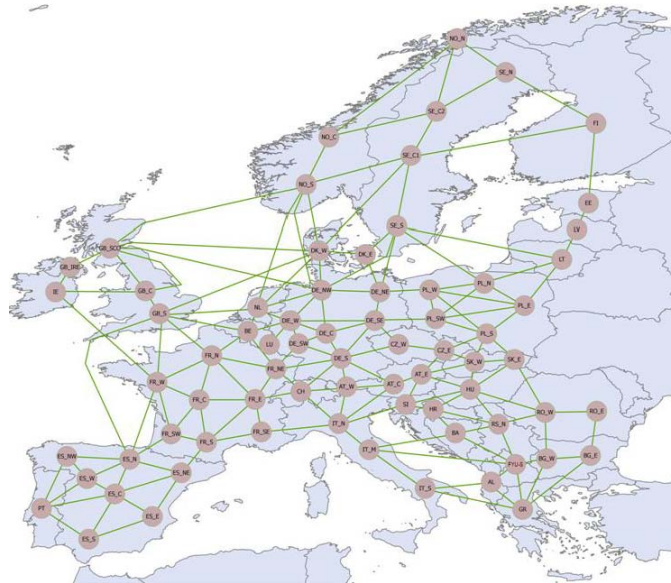
**Figura 29 - Valor e capacidade instalada de baterias com 24 hs de duração na distribuição**  
**Fonte: [21]**

Comparando-se a Figura 27 e Figura 29 observa-se que a presença de outros recursos capazes de prover flexibilidades ao sistema resultam na redução do valor (benefício) das baterias. Entretanto, destaca-se que nos Cenários 1 e 2 a quantidade instalada de baterias não foi significativamente reduzida se comparada ao caso em que só baterias proviam flexibilidade operativa (Figura 27). Destaca-se ainda que no Cenário 1, há um aumento na capacidade instalada de armazenamento distribuído, indicando a existência de sinergia entre armazenamento distribuído e interconexões. Entretanto observa-se que a presença de RD (Cenário 3) reduz o montante de baterias.

#### 4.4.1.2 Benefício econômico da resposta da demanda industrial no sistema europeu

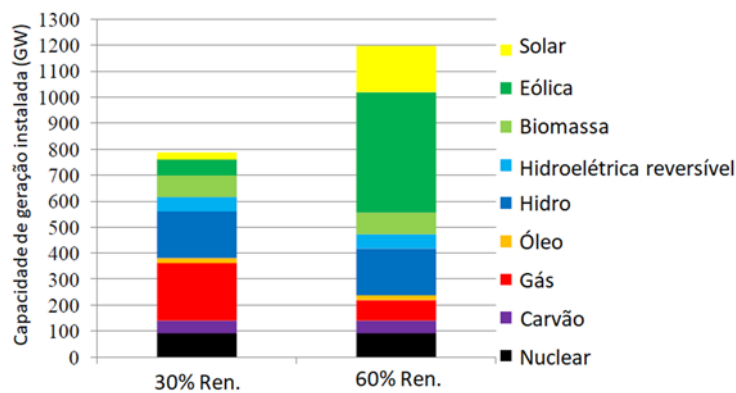
A referência [19] avalia o benefício econômico proporcionado pela resposta da demanda industrial na Europa. Neste estudo, parâmetros de flexibilidade da demanda ( $a$  nas Equações (4) e (5)) foram definidos como:  $a = 0%$  (nenhuma flexibilidade),  $a = 5%$ ,  $a = 10%$ ,  $a = 20%$  e  $a = 50%$ , e o ciclo de flexibilidade da demanda ( $T^{proc}$ ) foi considerado como 24 horas.

A Figura 30 mostra o sistema interligado Europeu. Além da rede de transmissão para o ano de 2030, (baseado em dados reais) foram especificadas redes de distribuição estatisticamente representativas das redes de distribuição originais para cada país.



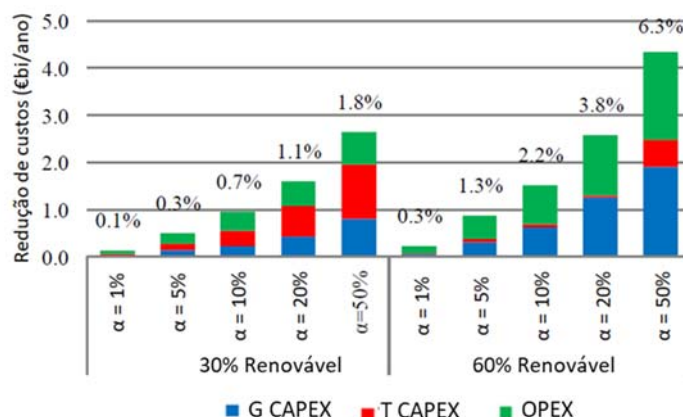
**Figura 30 - Sistema Interligado Europeu**  
Fonte: [19]

Neste estudo, dois cenários de geração renovável foram considerados para o ano de 2030. Um deles considera que o consumo de eletricidade total na Europa em 2030 é suprido com 30% de geração renovável, enquanto o outro cenário considera que fontes de geração renovável suprem 60% do consumo de energia. O mix de geração em cada um dos cenários, sem considerar resposta da demanda é ilustrado na Figura 31.



**Figura 31 - Mix de expansão de geração em 2030 para os 2 cenários**  
Fonte: [19]

Porém, ao considerar o modelo WeSIM e SUCM para a obtenção da operação e investimentos ótimos em geração e transmissão, considerando flexibilidade na demanda industrial, observam-se os benefícios econômicos proporcionados pela resposta da demanda. A análise da Figura 32 permite verificar que para os dois cenários a flexibilidade da demanda proporciona economia com investimentos em geração (G CAPEX), transmissão (T CAPEX) e custo operativo (OPEX), comparando-se com o caso sem resposta da demanda. Observa-se ainda que para um maior nível de flexibilidade ( $\alpha$  alto) e no cenário com maior presença de fontes renováveis e intermitentes, a RD permite uma maior economia de custos.



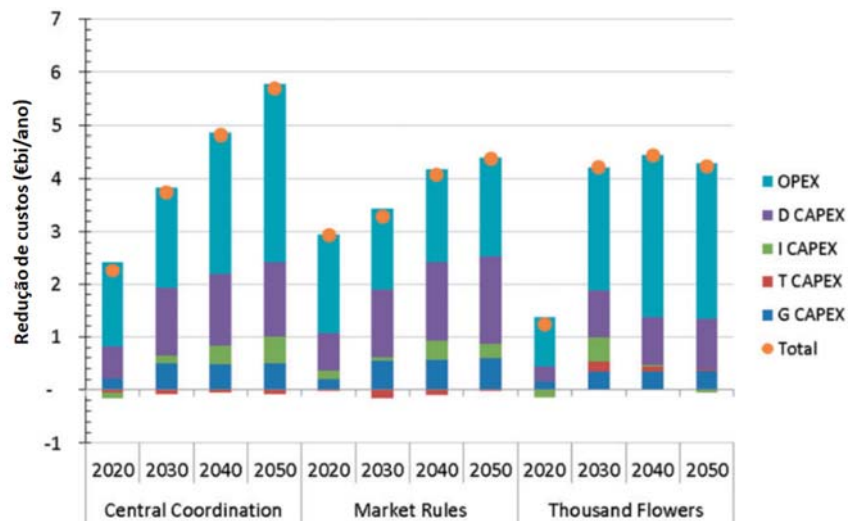
**Figura 32 - Impacto da flexibilidade da demanda industrial na redução de custos - Europa**  
 Fonte: [19]

#### 4.4.1.3 Benefício econômico da resposta da demanda no Reino Unido

O estudo desenvolvido em [20] avalia os benefícios proporcionados pela resposta da demanda no Reino Unido utilizando a mesma configuração de transmissão e distribuição usado na Seção 4.5.1.1. Neste estudo consideram-se três cenários denominados “*Central Coordination*”, “*Market Rules*” e “*Thousand Flowers*”.<sup>10</sup>

A presença de resposta da demanda pode proporcionar benefícios econômicos ao prover serviços ao sistema. A Figura 33 indica, para os três cenários de expansão, as economias com custos de operação (OPEX), investimentos em distribuição (D CAPEX), em interligação (I CAPEX), em transmissão (T CAPEX) e em geração (G CAPEX) decorrentes da presença de resposta da demanda. Observa-se a partir da Figura 33 que em todos os cenários a resposta da demanda proporciona benefícios ao sistema, principalmente com maiores economias de custos operativos, já que a RD permite maior utilização de recursos de menor custo (inclusive renováveis) cujas gerações seriam parcialmente ou totalmente vertidas na ausência de resposta da demanda. Destaca-se que na análise do benefício líquido não são considerados custos com a resposta da demanda.

<sup>10</sup> O cenário “*Central Coordination*” considera maior participação e envolvimento do governo nos sistemas elétricos, enquanto o cenário “*Market Rules*”, considera mínima interferência do governo no mercado. O cenário “*Thousand Flowers*” considera que autoridades locais estimulam soluções e medidas locais e descentralizadas com desenvolvimento por exemplo de micro redes.



**Figura 33 - Impacto da flexibilidade da demanda na redução de custos – Reino Unido**  
 Fonte: [20]

#### 4.4.2 Conclusões

A aplicação da metodologia WeSIM em estudos de casos no Reino Unido e Europa permitiram avaliar serviços e benefícios que REDs (baterias e resposta da demanda) podem proporcionar aos sistemas elétricos.

A metodologia se revelou adequada para a avaliação do impacto da resposta da demanda nos custos do sistema, e permitiu avaliar a atratividade de baterias como recursos da transmissão e distribuição. Destaca-se que a metodologia permite avaliar o *trade-off* entre tecnologias capazes de prover serviços similares ao sistema, possibilitando avaliar se existe competitividade (ou sinergia) entre as fontes.

#### 4.4.3 Avaliação geral da metodologia

A metodologia WeSIM possibilita modelar explicitamente a rede de transmissão e, de forma aproximada, a rede de distribuição, o que permite a modelagem simultânea do sistema de geração centralizada e transmissão e, com aproximações, a rede de distribuição em diferentes níveis de tensão. Além disso, ressalta-se a possibilidade de modelar REDs (armazenamento distribuído e resposta da demanda) de forma endógena, podendo capturar sinergias e/ou competitividade entre os REDs e outros recursos do sistema.

Entretanto, a metodologia não representa a dinâmica de expansão do sistema ao longo dos anos, na medida em que utiliza horizontes de análise de 1 ano. Destaca-se ainda como fragilidade, a representação simplificada das incertezas associadas a geração renovável na análise de expansão do sistema. As incertezas de geração das renováveis e a correlação entre estas fontes devem ser representadas para a adequada avaliação da penetração de REDs. No módulo de operação (SUCM), considerado em [19], as incertezas das renováveis são em parte consideradas. Porém, como destacado anteriormente, não existe na metodologia uma retro alimentação SUCM – WeSIM para reavaliar a expansão. Dessa forma, na expansão do sistema as incertezas das

renováveis somente são contempladas nas restrições de reserva, cujos requisitos para o sistema são calibrados por estudos off-line.

Acrescenta-se ainda que a metodologia não considera perdas na transmissão e nem na avaliação do trade-off da instalação de baterias na rede de transmissão e rede de distribuição. Além disso, não é considerado o impacto da resposta da demanda nas perdas da rede de distribuição.

#### 4.5 Planejamento da Expansão Robusta da Distribuição considerando VE, Baterias e PV

A referência [24] descreve uma metodologia para o cálculo do nível ótimo de investimentos em baterias, PV e postos de abastecimento de carros elétricos para uma distribuidora, considerando incertezas de longo prazo na demanda de ponta, número de carros elétricos e preços de compra e venda de energia da/para rede principal. Nesse trabalho, as incertezas do problema são tratadas do ponto de vista de otimização robusta [25].

A metodologia proposta considera um horizonte de estudo de um ano, com dias representativos para o ano. Para a descrição da metodologia, inicialmente considere o problema de otimização na sua forma determinística:

$$\text{Min}_{x,y} C^T x + D^T y \quad (9a)$$

Sujeito a:

$$x \in \mathbb{Z}^n \quad (9b)$$

$$C^T x \leq E \quad (9c)$$

$$Ax + By = F \quad (9d)$$

$$Gx + Hy \leq I \quad (9e)$$

Sendo  $x, y$  variáveis que representam as decisões de investimento e operação.  $A, B, C, D, E, F, G, H$  e  $I$  são vetores e matrizes que dependem das características do sistema e  $n$  é o número de opções de investimentos.

No problema de otimização minimiza-se a soma dos custos de investimentos e operação (9a). (9b) e (9c) são restrições de investimento e (9d) e (9e) representam as restrições associadas às variáveis de operação.

No problema determinístico, assume-se que parâmetros de demanda de ponta, número de VEs e o preço de compra/venda de energia da rede principal são conhecidos no momento da tomada de decisões de expansão. No entanto, na prática essas informações não são conhecidas pelo planejador e, portanto, é importante contemplar na modelagem do problema a incerteza de longo prazo na tomada de decisão.

Para o problema considerado, incertezas na demanda de ponta, preço de compra/venda de energia da rede principal e o número de VEs são modelados por variáveis de decisão que podem assumir valores dentro de limites de um intervalo de confiança, indicado na equação (10).

$$v \in [\tilde{v} - \hat{v}, \tilde{v} + \hat{v}] \quad (10)$$

Sendo  $v$  um vetor que representa as variáveis incertas, enquanto  $\tilde{v}$  e  $\hat{v}$  são respectivamente os vetores dos níveis de previsão e flutuação desses variáveis.

No contexto de otimização robusta o conjunto de incertezas acima é caracterizado como :

$$\Omega = \{ \mathbf{v} = \tilde{\mathbf{v}} + \mathbf{diag}(\mathbf{u}^+) \hat{\mathbf{v}} - \mathbf{diag}(\mathbf{u}^-) \hat{\mathbf{v}}, \quad (11a)$$

$$\mathbf{u}^+, \mathbf{u}^- \in \{0,1\}^m \quad (11b)$$

$$\sum_{k=1}^m (u_k^+ + u_k^-) \leq \Lambda \quad (11c)$$

$$u_k^+ + u_k^- \leq 1 \quad \forall k \quad (11d)$$

Sendo  $m$  é a dimensão do vetor  $\mathbf{v}$ .

A restrição (11a) expressa as variáveis incertas no vetor  $\mathbf{v}$  em termos dos níveis de previsão e flutuação.  $\mathbf{diag}(\mathbf{u}^+)$ ,  $\mathbf{diag}(\mathbf{u}^-)$  denotam matrizes diagonais cujos elementos da diagonal são iguais à componentes dos vetores  $\mathbf{u}^+$  e  $\mathbf{u}^-$ , respectivamente. As restrições (11b) definem os vetores das variáveis binárias  $\mathbf{u}^+$  e  $\mathbf{u}^-$ . As restrições (11c) permitem controlar a robustez na solução através da “estimativa de incerteza”. Se esse orçamento de incerteza é igual a 0, significa que todas as variáveis incertas do vetor  $\mathbf{v}$  são iguais aos valores de previsão, ou seja, a incerteza é desconsiderado. À medida que o valor dessa “estimativa de incerteza” é aumentado, mais variáveis incertas no vetor  $\mathbf{v}$  podem se desviar de suas previsões, ou seja uma solução comparativamente mais robusta é encontrada. As restrições (11d) indicam que cada variável incerta no vetor  $\mathbf{v}$  não pode ser simultaneamente igual aos seus limites inferior e superior.

A metodologia proposta em [24]<sup>11</sup> consiste em três níveis. O primeiro nível determina as decisões de expansão minimizando os custos de expansão e operação, variáveis no vetor  $\mathbf{x}$ . Com as decisões de expansão, o segundo nível identifica a pior realização possível de demandas de ponta, número de VEs e preço de compra e venda de energia que maximiza os custos de operação (variáveis no vetor  $\mathbf{v}$ ). Finalmente, o terceiro nível modela a operação do sistema de distribuição, minimizando o custo da operação de decisões obtidas no primeiro e segundo nível.

As equações de potência ativa e reativa do fluxo de potência AC são linearizadas no modelo e em termos gerais ele corresponde a um MILP.

A metodologia proposta é aplicada em um estudo de caso com um sistema de distribuição com 69 barras sendo 48 barras de demanda, indicadas por setas na Figura 34 e as letras “C”, “R” e “S”, denotam, respectivamente, as barras candidatas para instalação de postos de carregamento de VEs, geração renovável e baterias.

---

<sup>11</sup> Propõe-se um modelo de otimização robusta adaptativa



Com relação à modelagem das incertezas, considerou-se que o desvio dos preços de energia da rede principal, a demanda de ponta e número de VE podem desviar do valor previsto em 25%, 50%, e 25%, respectivamente.

Para a estimativa associada às incertezas (restrição (11c)), a demanda de ponta ( $\Lambda^L$ ) pode variar entre 0 e 48 (número de barras com demanda), enquanto incertezas com preços de energia com a rede ( $\Lambda^G$ ) pode variar entre 0 e 1, e incertezas com os veículos elétricos ( $\Lambda^{EV}$ ) entre 0 e 2.

#### 4.5.1 Resultados do estudo

A Tabela 9 mostra as decisões de investimento no caso determinístico, isto é, em que todas as incertezas são consideradas nulas ( $\Lambda^L = \Lambda^G = \Lambda^{EV} = 0$ ). Observa-se que, no cenário em que não há limite, transações de energia com a rede principal (N.L.M.G.), solar fotovoltaica PV e bateria não são instaladas uma vez que a energia para suprir os consumidores e carregar os VEs é importada da rede principal. Entretanto, a limitação de transações com a rede principal (L.M.G.), resulta em menor número de postos de carregamento, porém verifica-se a instalação de PV e baterias.

**Tabela 9 - Decisões de investimento no cenário determinístico**  
Fonte: [24]

	#Estação de recarga		Capacidade Solar (kW)		Capacidade de Armazenamento (kW)		Corte de Carga (kW)		Custo Total (\$)	
	N.L.M.G.	L.M.G.	N.L.M.G.	L.M.G.	N.L.M.G.	L.M.G.	N.L.M.G.	L.M.G.	N.L.M.G.	L.M.G.
$\Lambda^G = \Lambda^L = \Lambda^{EV} = 0$	91	81	0	90	0	790	0	0.332	427.398	484.761

Em seguida foram consideradas incertezas no estudo especificando  $\Lambda^L = 24$ ,  $\Lambda^{EV} = 1$  e variou-se o  $\Lambda^G$  ( $\Lambda^G = 0$  ou  $\Lambda^G = 1$ ). Isso significa que a demanda pode variar (aumentar ou diminuir em relação à previsão) em até 24 barras do sistema, enquanto o número de VEs poderá variar em até uma estação de carregamento. Neste caso, conforme indicado na Tabela 10, no caso N.L.M.G. o investimento em estações de carregamento diminui em relação ao caso determinístico e continua sem investir em PV e baterias. No caso em que há restrições de transações com a rede (L.M.G.) ocorrem investimentos em PV em quantidade superior ao caso determinístico, e investe-se em baterias para compensar a intermitência e variabilidade da geração renovável. Entretanto o investimento não é suficiente para evitar o corte de carga. Ao se considerar incerteza no preço da energia importada da rede principal ( $\Lambda^G = 1$ ), observa-se que o número de estações de recarga diminui, em função da possível redução da receita com a venda de energia para a rede e aumento na instalação de geração solar. Neste caso observa-se um menor corte de carga comparada à situação em que  $\Lambda^G = 0$ .

**Tabela 10 - Decisões de investimento considerando incertezas**  
Fonte: [24]

$\Lambda^G$	# Estação de recarga		Capacidade Solar (kW)		Capacidade de armazenamento (kW)		Corte de Carga (kW)		Custo Total (\$)	
	N.L.M.G.	L.M.G.	N.L.M.G.	L.M.G.	N.L.M.G.	L.M.G.	N.L.M.G.	L.M.G.	N.L.M.G.	L.M.G.

0	72	80	0	1710	0	750	0	104.136	533.962	947.696
1	80	24	0	1750	0	800	0	96.43	678.415	1.064.651

#### 4.5.2 Conclusões

Em função dos resultados apresentados na Tabela 10 é possível concluir que incertezas de longo prazo podem causar impactos consideráveis nos planos de expansão de uma distribuidora, devendo, portanto, ser incorporadas nas análises de planejamento.

#### 4.5.3 Avaliação geral da metodologia

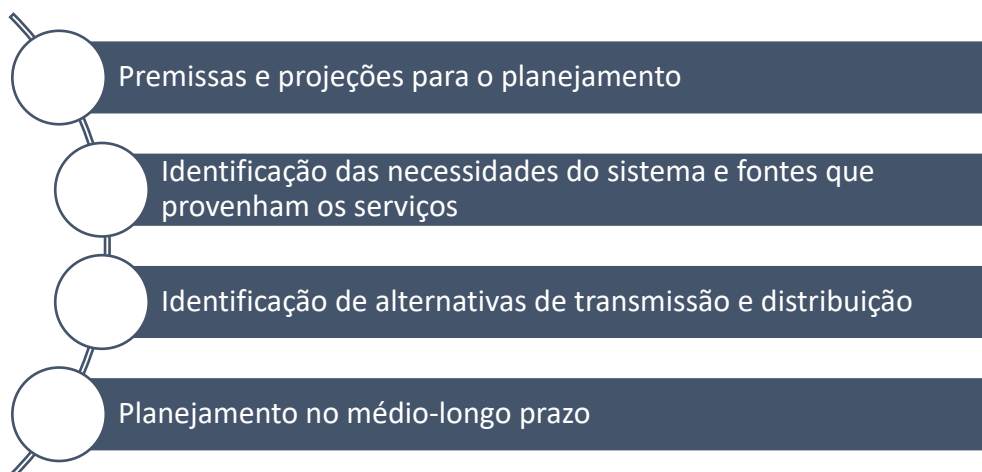
A avaliação da metodologia proposta em [24] permite destacar como ponto positivo a consideração de incertezas de longo prazo na obtenção do plano de expansão da distribuição.

Entretanto, destaca-se que não são consideradas incertezas de curto prazo, como geração das renováveis que podem afetar o plano de expansão. Acrescenta-se ainda que a abordagem sugerida não permite avaliar investimentos na geração e transmissão na rede principal, não podendo ser aplicada para avaliar o *trade-off* da instalação de renováveis/baterias na rede principal ou a nível de distribuição.

#### 4.6 Planejamento Integrado – Hawaii

Em função da crescente penetração de recursos energéticos distribuídos, atrelada à meta de uma matriz energética 100% renovável em 2045, as Companhias Elétricas do Hawaii (*Hawaiian Electric Companies*) têm o objetivo de identificar um mix ótimo de recursos, integrando REDs, *prosumidores* e diferentes tecnologias. Nesse sentido, em [28] é proposta uma metodologia integrada de planejamento, em multi etapas, para identificar os serviços necessários ao sistema e os recursos capazes de prover esses atributos ao sistema elétrico. Trata-se de uma metodologia hierárquica e “em loop”, que se aproxima de um modelo endógeno, que busca integrar o planejamento da distribuição ao da geração e transmissão e estimular a participação de diferentes agentes e recursos na expansão.

A metodologia proposta pode ser dividida em quatro etapas principais, conforme indicado na Figura 35.



**Figura 35 - Etapas da Metodologia de Planejamento Integrado proposta no Hawaii.**  
**Fonte: Elaborado pela PSR com base em [28]**

A 1ª etapa consiste em reunir as considerações e premissas a serem utilizadas como dado de entrada. Portanto, compreende a definição de parâmetros de confiabilidade e adequabilidade de suprimento a serem considerados no planejamento do sistema, além de por exemplo, previsão de preços de combustível, descomissionamento de usinas, metas e diretrizes políticas e regulatórias, metas de penetração de recursos distribuídos, limite de emissão de CO<sub>2</sub>, dentre outros.

A 2ª etapa corresponde a identificar as necessidades do sistema no que se refere a necessidade incrementais de energia, capacidade e serviços ancilares. Na metodologia proposta, sugere-se a utilização do modelo de expansão da geração “*Energy and Environmental Economics*’ (E3) RESOLVE para obter o mix teórico de recursos que minimizem os custos. Em seguida, simula-se a operação horária do sistema, com a expansão obtida.

As necessidades identificadas devem ser descritas pelos atributos específicos de maneira neutra em termos de tecnologias. Esses atributos são então utilizados como dados de entrada em uma análise baseada nos serviços das fontes.<sup>12</sup>

Uma vez que os recursos necessários para o sistema são identificados, sugere-se que as Companhias Elétricas do Hawaii (*Hawaiian Electric Companies*) busquem mecanismos e fontes no sistema que sejam capazes de suprir os serviços necessários, o que inclui, por exemplo, recursos centralizados e fontes tradicionais, recursos energéticos distribuídos (incluindo, por exemplo, programas de resposta da demanda) e modificações tarifárias<sup>13</sup>. O objetivo em identificar possíveis soluções para as necessidades do sistema consiste em permitir que sejam avaliadas necessidades de investimentos em transmissão e distribuição para integrar essas

<sup>12</sup> Em [28] propõe-se para o sistema do Hawaii, a expansão e operação (Etapa 1) com horizonte de estudo de 2021 a 2045. Porém, uma vez identificadas as necessidades do sistema e indicadas na forma de serviços (Análise com base no valor dos serviços) as avaliações são conduzidas para um horizonte de 5 anos.

<sup>13</sup> Alterações tarifárias poderiam ser, por exemplo, tarifas locais específicas que contribuam para mitigar problemas locais ou adiar novos investimentos.

soluções e, além disso, usar informações de preços de mercado para avaliar o portfólio ótimo entre “soluções candidatas”.

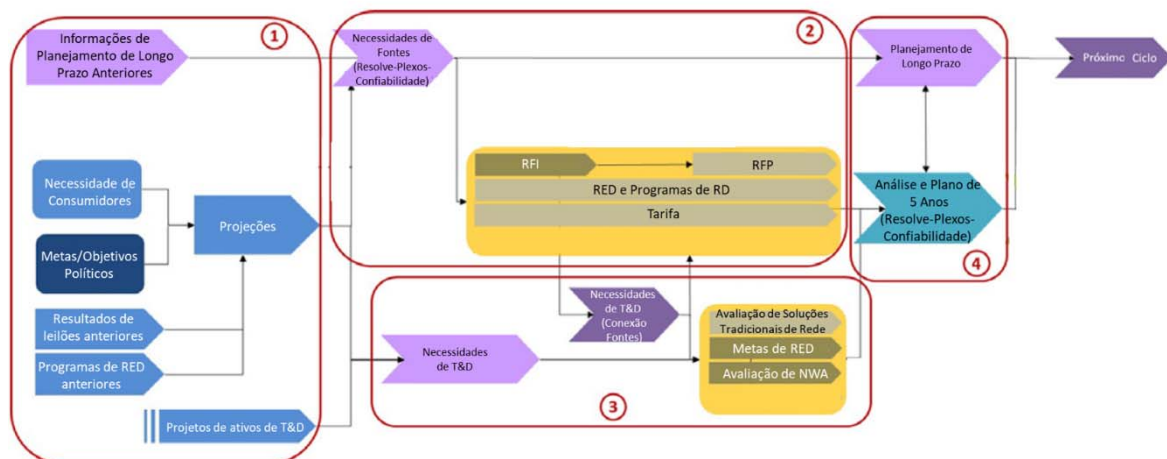
Com a avaliação dos possíveis recursos capazes de prover os atributos necessários ao sistema, a metodologia proposta em [28] sugere que as Companhias do Hawaii iniciem processos de “Coleta de Informação” (RFI na Figura 35) para reunir propostas iniciais de participantes e agentes do mercado interessados em prover por exemplo, resposta da demanda, serviços de regulação de frequência, energia e capacidade. Nesse momento, agregadores também podem apresentar propostas para prover os serviços. Em seguida, as Companhias iniciariam o processo de coletar as propostas e seus preços (RFP na Figura 36).

A 3ª etapa consiste em avaliar as necessidades de reforço e investimentos em infraestrutura de rede (transmissão e distribuição), não só para permitir a integração de novos recursos, mas também verificar o atendimento às metas definidas na 1ª etapa. Nesta etapa são feitos estudos de planejamento da expansão da transmissão, avaliando capacidade do sistema em transmitir energia com qualidade, atendendo a limites operativos de tensão, frequência, estabilidade de tensão e níveis de curto circuito, por exemplo. Do ponto de vista da rede de distribuição busca-se avaliar a qualidade de tensão, capacidade de equipamentos e condutores da rede, flexibilidade operativa, além da capacidade de integrar recursos distribuídos. Destaca-se que são sugeridas avaliações de *hosting-capacity* de circuitos no planejamento de expansão da distribuição, não só para permitir avaliar a capacidade de acomodação de recursos distribuídos, como também para auxiliar a identificar regiões da rede que inviabilizem conexão e maior penetração de REDs.

A partir da análise do planejamento da transmissão e distribuição são identificadas possíveis alternativas para suprir necessidades do sistema, que incluem tecnologias tradicionais (com novos circuitos, por exemplo) ou ainda soluções “*non-wire*”.

Uma vez reunidas propostas de preços dos agentes para atender às necessidades do sistema e, identificadas as alternativas para a transmissão e distribuição, os custos totais das possíveis soluções e propostas são avaliados na etapa 4 pelos modelos de expansão e operação do sistema para obter o portfólio ótimo de soluções de geração, transmissão e distribuição capazes de atender necessidades sistêmicas.

Um resumo da metodologia apresentada em [28] é indicado na Figura 36.



**Figura 36 – Resumo da Metodologia de Planejamento Integrado proposta no Hawaii.**  
**Fonte: Elaborado pela PSR com base em [28]**

#### 4.6.1 Conclusões

A metodologia proposta sugere que as necessidades do sistema elétrico sejam identificadas por meio de atributos neutros a tecnologia. Dessa forma, diferentes agentes e recursos podem ser candidatos a prover os serviços necessários ao sistema, incluindo recursos e tecnologias tradicionais, REDs, agregadores e alternativas *non wire*. Assim, o método de Planejamento Integrado permite avaliar o trade-off entre os distintos recursos.

#### 4.6.2 Avaliação geral da metodologia

A avaliação da metodologia proposta em [28] permite destacar como aspecto positivo a possibilidade de avaliar o *trade-off* entre diferentes recursos do sistema, considerando recursos e tecnologias tradicionais e distribuídos. Além disso, a metodologia sugere uma abordagem baseada no valor do serviço dos recursos para identificar as necessidades de longo prazo no sistema, sendo neutro a tecnologias.

Acrescenta-se ainda que a [28] permite avaliar de forma integrada os sistemas de geração, transmissão e distribuição, além de sugerir a realização de estudos para avaliar perdas no sistema de transmissão. Além disso, ressalta-se que esta metodologia é sugerida para aplicação no Hawaii, tendo, portanto, menor viés acadêmico se comparado a outras metodologias abordadas neste relatório.

Entretanto, destaca-se que não é apresentado um estudo de caso para ilustrar a aplicação da metodologia proposta. Além disso, não se menciona a utilização de cenários estocásticos para contemplar incertezas na demanda e geração não controlável.

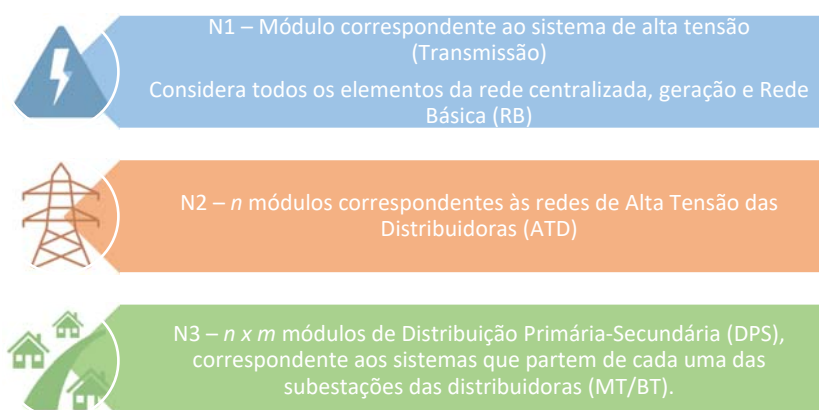
## 5 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO COM REPRESENTAÇÃO ENDÓGENA DA RED – PROPOSTA DE METODOLOGIA

Este capítulo tem como objetivo abordar uma ideia inicial da proposição metodológica de modelo de planejamento considerando a incorporação endógena dos REDs no modelo de planejamento do setor elétrico. Adicionalmente, sugerem-se os softwares disponíveis no mercado para atender a metodologia proposta.

O desenho metodológico proposto permite avaliar a decisão de instalação dos REDs sob a perspectiva descentralizada ou centralizada. Na perspectiva descentralizada, considera-se que a premissa que a inserção dos REDs é uma decisão do consumidor que avalia os benefícios econômicos que os REDs podem proporcionar, considerando os incentivos regulatórios. Ou seja, o consumidor toma a decisão de investir em determinado RED uma vez que observa economia na adoção do investimento. Na perspectiva centralizada avalia-se se os sinais econômicos fornecidos ao consumidor induzem ao máximo benefício social. Assim, na visão centralizada considera-se um modelo de otimização para minimizar os custos na rede de distribuição, incluindo custos com adoção de REDs.

Com o desenvolvimento regulatório e aparecimento de novos modelos de negócios relacionados aos serviços que os REDs podem prestar para o sistema, o benefício econômico para o consumidor pode se tornar cada vez maior. Dessa forma, o processo de mudança no comportamento dos consumidores devido a adoção dos REDs e até mesmo o agrupamento deles com a figura de “agregadores de flexibilidade” e/ou Usinas Virtuais deve ser incorporado no modelo de planejamento.

Uma vez que os modelos puramente endógenos apresentados no Capítulo 4 possuem tendência de aplicações mais acadêmicas e por vezes direcionados a um determinado setor, geração, transmissão e distribuição, a proposta metodológica que será apresentada propõe um modelo de planejamento endógeno hierárquico que é composto por Níveis (N) de resolução de três sistemas como mostrado na Figura 37.



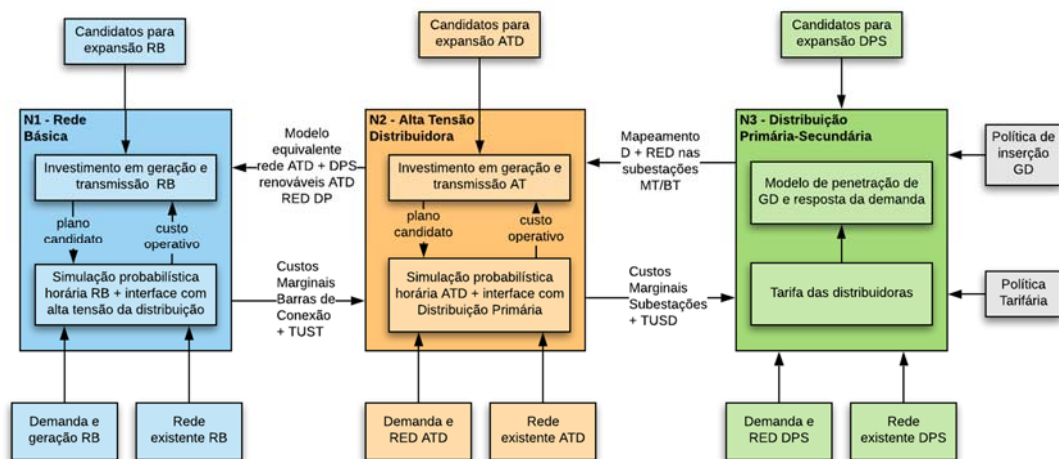
**Figura 37 – Níveis hierárquicos para o planejamento da expansão endógeno.**

O modelo aborda as dimensões do modelo relacionadas ao sistema centralizado, considerando o parque gerador e a Rede Básica e os sistemas de distribuição divididos em sistemas de Alta

Tensão da Distribuidora (ATD) e o sistema de Média (MT) e Baixa Tensão (BT) da distribuidora, chamado de Distribuição Primária - Secundária (DPS).

A escolha para a divisão acima se dá pela necessidade de inserir no modelo de planejamento, os impactos dos REDs em cada nível de grupamento de tensão. Como a modelagem dos três sistemas em um único problema de otimização tornaria a implementação inviável dada a necessidade de representação de uma grande quantidade de equipamentos e grande esforço computacional, além de imputar um nível de complexidade desmedido e desnecessário ao processo, os níveis foram “hierarquizados” de forma a passar informação de investimento e custos finais de um grupamento para outro.

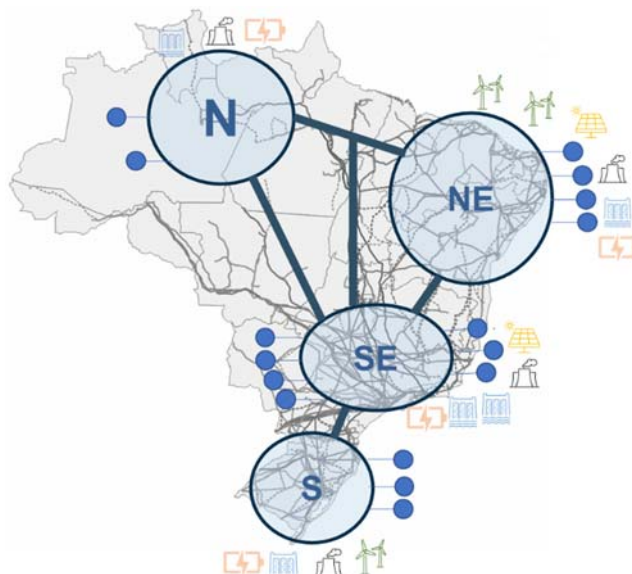
A Figura 38 mostra os elementos principais da proposta metodológica. É importante destacar que o processo de planejamento é hierárquico, integrado e iterativo, e que o esquema iterativo será aplicado até se atingir uma situação de equilíbrio entre os três níveis.



**Figura 38 – Elementos principais da proposta metodológica para o planejamento da expansão endógena.**

### Planejamento da expansão em N1

Como indica a Figura 38, o modelo de expansão para N1 inclui o sistema centralizado considerando os elementos conectados e formadores da Rede Básica em detalhes, geradores, rede de transmissão detalhada e consumidores livres. A representação dos elementos da rede de distribuição é considerada de forma simplificada sendo o N2 composto por *n equivalentes de rede* dos sistemas de ATD, que já consideram os elementos da distribuição primária-secundária (DPS) mapeados como *injeções de potência* (positivas ou negativas) nas respectivas subestações. A Figura 39 mostra de forma simplificada os elementos principais considerados no N1, em que as bolinhas azuis escuras representam os *n equivalentes de rede* dos sistemas de ATD.



**Figura 39 – Elementos principais representados no N1.**

Destaca-se que o equivalente de rede para representação da rede de distribuição não é um equivalente “tradicional” onde as injeções e demanda do “sistema equivalentado” são fixas. Para capturar a diversidade da geração horária que os REDs impõem às redes de distribuição, a demanda e os REDs, assim como a geração interna da distribuidora (geração de usinas de médio/grande porte conectadas ao sistema de distribuição), nos níveis de ATD/DP são representados *cenários de injeção horários* nas barras de conexão entre a AT e cada sistema de ATD. Essas barras de conexão são facilmente identificadas no sistema elétrico brasileiro através das barras de fronteira entre o sistema de transmissão e distribuição. Desta forma, tem-se coerência espacial e temporal entre as demandas e geração renovável da AT e dos demais níveis hierárquicos.

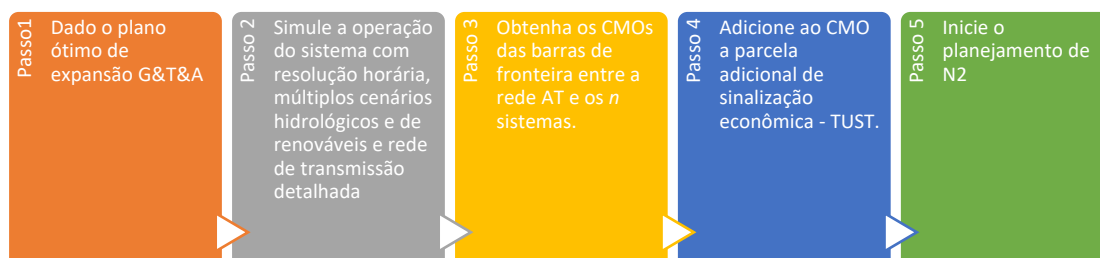
Dado um mapeamento inicial dos parâmetros e cenários dos níveis N2/N3, que serão vistos a seguir, em N1, realiza-se um planejamento integrado da expansão G&T do sistema. Propõe-se que o planejamento integrado G&T siga sendo hierárquico, como é feito atualmente, porém com a consideração das injeções calculadas nos níveis N2/N3. Como detalhamento do planejamento G&T, sugere-se utilizar a metodologia desenvolvida no projeto “*Energy systems of the future: Integrating variable renewable energy sources in Brazil's energy matrix*” desenvolvido em 2019/2020 em parceria com GIZ e EPE [29]. Destaca-se que o detalhamento metodológico do planejamento hierárquico de G&T outrora desenvolvido não será abordado neste relatório uma vez que se deseja dar destaque a inovação da representação dos REDs no processo de planejamento.

De maneira simplificada, a função objetivo do N1 corresponde a minimizar o valor presente dos custos de investimento em G&T, mais o valor esperado do custo operativo.

O detalhamento dos dados de entrada necessários para a simulação de N1 será descrito no Produto 3, que será desenvolvido em sequência. Porém, destaca-se que os modelos de planejamento a serem utilizados devem ser capazes de realizar simulações horárias para que as variações de geração intradiárias sejam capturadas.

### Sinalização econômica de N1 para N2

Dentro do processo hierárquico proposto, os níveis N são acoplados através de informações econômicas resultantes do planejamento. Descreve-se abaixo na Figura 40 a metodologia para o acoplamento entre o sistema N1 e N2.



**Figura 40 – Metodologia de acoplamento entre sistema N1 e N2.**

Uma vez obtido o plano ótimo de expansão G&T&A (Armazenamento, e.g. baterias), 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 de AT e os N sistemas. Estes CMOs variam por estágio, hora e cenário hidrológico e de geração renovável, e podem ser interpretados como os “preços sombra” dos serviços econômicos que N1 pode prestar a N2. Estes preços sombra serão dados de entrada para o modelo de planejamento N2 e serão cotejados com os custos de investimento “locais” em geração e transmissão no nível N2, buscando minimizar os custos totais para o consumidor, como descrito a seguir.

Avalia-se que o CMO das barras de fronteira não sejam suficientes para capturar a sinalização econômica necessária sobre os investimentos e operação de G&T&A. Caso o modelo de expansão G&T&A em N1 fosse inteiramente contínuo e linear, a informação dos CMOs horários por barra, estágio e cenário seria uma representação completa dos custos de investimentos e operação em N1, em que se espera que o custo marginal de expansão (CME) seja igual ao valor esperado do custo marginal de operação (CMO),  $CME = E(CMO)$ . No entanto, devido à natureza discreta dos investimentos em transmissão (principalmente)<sup>14</sup> 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). Não cabe neste relatório a discussão relacionada a metodologias de alocação de custos, como a metodologia NODAL, que é a metodologia oficial utilizada para a definição das TUST do sistema elétrico brasileiro. Porém, destaca-se que é importante considerar uma metodologia de alocação de custo que possua sinais locais adequados.

<sup>14</sup> A adição de uma nova linha de transmissão adiciona grande capacidade ao sistema e a decisão é tomada de forma binária.

### Planejamento da expansão em N2

Uma vez feito o acoplamento entre os níveis N1 e N2, inicia-se o planejamento da expansão do sistema de distribuição de alta tensão.

O objetivo do planejamento em N2 é minimizar o valor presente de três parcelas:

*Custos de investimento em G&T&A na rede de alta tensão da distribuidora + Custos operativos dos recursos locais + Custos de “aquisição” dos serviços da Rede Básica.*

Estes serviços são representados no modelo como se fossem termelétricas fictícias localizadas em cada barra de conexão AT/ATD. O “custo operativo” destas térmicas seria o CMO por barra, estágio e cenário; e o “custo de investimento” (\$/kW utilizado) seria dado pela TUST. Visto de outra maneira, o modelo de planejamento em N2 busca o melhor “*tradeoff*” entre comprar energia e potência (MUST) do nível AT e os investimentos locais em geração e infra estrutura de rede na AT da distribuição.

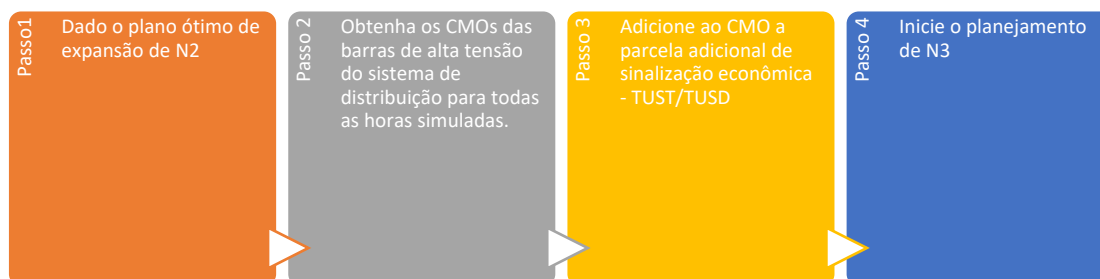


**Figura 41 – Tradeoff do modelo N2.**

O detalhamento dos dados de entrada necessários para a simulação de N2 será descrito no Produto 3, que será desenvolvido em sequência. Porém, destaca-se que o modelo de planejamento de distribuição de ATD a ser utilizado deve ser capaz de realizar simulações de fluxo de potência ótimo não linearizado (AC) considerando “fotografias” horárias do sistema. É importante a característica não linear do FPO não linearizado para realização da expansão da potência ativa e reativa do sistema de distribuição de alta tensão. Adicionalmente, é interessante que a ferramenta apresente técnicas que suavizem a complexidade computacional associada a grandes problemas ao decompor um problema estocástico em vários subproblemas determinísticos.

### Sinais econômicos de N2 para N3

Como dito anteriormente, dentro do processo hierárquico proposto, os níveis N são acoplados através de informações econômicas resultantes do planejamento de um nível para outro. Descreve-se na Figura 42 a metodologia para o acoplamento entre o sistema N2 e N3.



**Figura 42 – Metodologia de acoplamento entre sistema N2 e N3.**

No processo de decisão do *tradeoff* de “contratar” serviço da rede básica e investir na rede de alta tensão de N2, já se obtém os CMOs por hora, estágio, cenário, fotografia simulada para cada subestação da rede da distribuidora.

De maneira análoga aos sinais econômicos de N1 para N2 vistos anteriormente, estes custos marginais representam os “preços sombra” dos serviços no nível N2 para o nível de distribuição primária-secundária, N3.

Também de maneira análoga ao visto anteriormente, propõe-se utilizar a TUST/TUSD, a depender do nível de tensão representado no nível N2, como “proxy” dos custos de investimento na rede em N2 para suprir a demanda em N3.

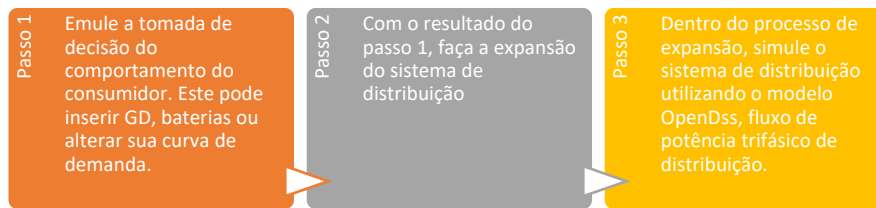
### Planejamento da expansão em N3

A proposta para o planejamento para o sistema N3, chamado de distribuição primária-secundária, apresenta duas visões distintas: Visão de expansão descentralizada e Visão de expansão centralizada.

#### Expansão em N3 – Visão descentralizada

Em contraste com o planejamento da expansão em N1 e N2, será apresentado aqui a visão descentralizada para a expansão do sistema primário de distribuição. No planejamento da expansão em N1 e N2 propôs-se um esquema de decisão centralizado, com o objetivo de minimizar a soma dos custos de investimento e operação das redes em análise. Entretanto, a decisão sobre a instalação de REDs (tipicamente, painéis solares e baterias) e a resposta pelo lado da demanda (diminuição ou transferência de carga) no nível da distribuição primária-secundária é tomada pelo consumidor a partir de dois sinais econômicos: a tarifa de fornecimento e preço da instalação solar, que é bastante afetado pelas políticas de incentivo a estes equipamentos e características de sua carga que afetam montantes que podem ser reduzidos/transferidos ao longo das horas do dia.

A metodologia geral é mostrada na Figura 43.



**Figura 43 – Metodologia de expansão para sistema N3.**

Por esta razão, propõe-se emular a tomada de decisão do comportamento do consumidor através de um modelo que minimiza os custos do consumidor através da otimização, dadas algumas restrições, que pode optar pelo uso de alguns REDs tais como: responder ao preço deslocando sua demanda ao longo das horas e/ou investir em recursos distribuídos tais como geração distribuída fotovoltaica e baterias. Esta avaliação tem como premissa a avaliação a tomada de decisão sob ponto de vista puramente econômico, sem avaliações comportamentais tais como a pré-disposição de aceitação de novas tecnologias. Esses pontos podem ser incluídos de forma a determinar um mercado potencial. Uma vez simulada as decisões dos consumidores, aplica-se um modelo de planejamento dos reforços da rede, semelhante ao modelo utilizado em N2, porém com ajustes às características radiais do sistema complementado por simulações detalhadas de fluxo de potência trifásico de distribuição com o modelo OpenDSS.

O detalhamento dos dados de entrada necessários para a simulação de N3 será descrito no Produto 3, que será desenvolvido em sequência. Porém, destaca-se que o modelo de planejamento de distribuição das redes primária-secundária a ser utilizado deve ser capaz de emular o comportamento do consumidor, fazer a expansão necessária do sistema de distribuição e permitir o acoplamento com o modelo OpenDss. Dado o tamanho do sistema, é interessante que a ferramenta apresente técnicas que suavizem a complexidade computacional associada a grandes problemas ao decompor um problema estocástico em vários subproblemas determinísticos.

#### *Expansão em N3 – visão centralizada*

Uma outra proposta é dada para a avaliação da expansão centralizada da rede primária-secundária de distribuição, em que se objetiva avaliar se os sinais econômicos dados para o consumidor formados pela combinação de tarifas de fornecimento e incentivos à instalação de painéis solares induz a expansão de máximo benefício (“*welfare*”) para o sistema. Uma maneira de realizar esta avaliação é executar o planejamento da expansão em N3 de maneira semelhante à dos níveis anteriores, isto é, minimizando a soma dos custos de investimento, operação e aquisição dos serviços do nível N2 (ponto de entrada da subestação). Nesta opção, seria utilizado o mesmo modelo de expansão da rede, descrito *Expansão em N3 – Visão descentralizada*, porém com a ampliação dos candidatos considerando os painéis solares.

#### *Feedback de N3 para N2 e de N2 para N1*

Uma vez realizada a expansão em N3, seja sob a visão descentralizada ou centralizada, o resultado é um conjunto de investimentos em painéis solares e, no caso descentralizado, uma modificação do perfil da demanda (resposta da demanda / agregadores de flexibilidade). Estes novos valores de injeções de geração e demanda são mapeados de volta como injeções no nível

das subestações, formando desta forma um novo conjunto de injeções de geração e demanda para N2. O planejamento da expansão é então refeito para estas novas injeções, resultando em um novo conjunto de gerações e reforços na rede no nível N2. Finalmente, aplica-se o modelo equivalente de rede para esta nova configuração para as barras de conexão no nível N1, e o processo volta ao passo inicial.

Este esquema iterativo é aplicado até se atingir uma situação de equilíbrio entre os três níveis. Os resultados deste estudo incluem os investimentos em cada nível e os custos finais para os consumidores, dentre outros.

## 6 CONCLUSÕES

Neste relatório apresenta-se uma revisão do estado da arte de metodologias para integrar os Recursos Energéticos Distribuídos nos modelos de planejamento da expansão, com foco em abordagens endógenas. Entretanto, conforme indicado no capítulo 3, os REDs podem ser considerados nas análises de planejamento de três maneiras: Exógena, Endógena e Mista, sendo a abordagem mista intermediária à exógena e endógena. As características gerais das abordagens endógena e exógena são destacadas na Tabela 11.

**Tabela 11 – Características gerais dos modelos exógeno e endógeno.**

<p>Modelo Exógeno</p>	<p>Nesta abordagem a dinâmica de difusão dos REDs é modelada como variável externa e incorporada como dado de entrada no modelo de planejamento.</p> <p>Corresponde a uma modelagem mais simplificada dos REDs, se comparada à endógena.</p> <p>Em geral não retrata em totalidade os benefícios/custos dos REDs nos sistemas elétricos, na medida em que não permite que os recursos centralizados possam competir com outros recursos nas avaliações de expansão do sistema.</p>
<p>Modelo Endógeno</p>	<p>Nesta abordagem a dinâmica de difusão dos REDs é modelada como variável interna do modelo de planejamento. Assim é um dado de saída do modelo de expansão.</p> <p>O modelo de planejamento permite obter um mix ótimo dos recursos, permitindo que os REDs “compitam” com recursos centralizados nos modelos de planejamento para prover serviços necessários ao sistema.</p> <p>É uma modelagem mais complexa, que requer uma modelagem dos REDs nos modelos de planejamento, contemplando os custos e benefícios. Assim um dos desafios para esta abordagem corresponde à representação das variáveis de decisão em um único modelo de otimização.</p>

Neste relatório inicialmente apresenta-se um modelo com abordagem mista e, em seguida foram apresentadas sete metodologias com projeção e otimização da difusão dos REDs de forma endógena aos modelos de expansão.

Além disso, este relatório descreve alguns estudos de caso utilizando as metodologias, o que permite avaliar a aplicabilidade dos métodos.

Com o objetivo de comparar as metodologias apresentadas, a Tabela 12 apresenta de forma resumida alguns aspectos positivos e fragilidades de cada método descrito no relatório.

**Tabela 12 – Quadro comparativo das metodologias endógena e mista**

		Aspectos Positivos	Fragilidades
Modelo Misto	Integração de modelo de expansão centralizada e de PV rooftop	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 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.</li> <li>- Análise do Planejamento de Expansão em multi-etapas.</li> <li>- Permite avaliar o trade-off de investir em PV rooftop e solares de maior porte (conectadas a rede de transmissão ou distribuição)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Não representa de forma explícita a rede de distribuição.</li> <li>- Não há garantia que o equilíbrio de expansão com geração centralizada x PV rooftop é atingido.</li> </ul>
Modelo Endógeno	Modelo Gen X	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Permite representar os sistemas de geração, transmissão e distribuição de forma detalhada ou mais simplificada.</li> <li>- Permite representar perdas técnicas.</li> <li>- 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.</li> <li>- Permite avaliar a sinergias e competitividade entre recursos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avaliação do planejamento de expansão considerando uma única etapa.</li> <li>- Não considera incertezas na geração de fontes renováveis intermitentes através de cenários estocásticos.</li> </ul>
	Modelo OSeMOSYS (Resposta da Demanda)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Detalhamento da representação da resposta da demanda, com utilização de modelo bottom-up, considerando cargas flexíveis por segmentos de consumo.</li> <li>- Análise do Planejamento de Expansão em multi-etapas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Não contempla na análise custos/gastos com a resposta da demanda.</li> <li>- Não considera cenários estocásticos de geração de fontes renováveis não convencionais.</li> <li>- Não representa rede elétrica.</li> </ul>
	Planejamento em micro redes	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avaliação de benefícios que REDs em micro redes podem proporcionar para o sistema.</li> <li>- Representação de incerteza no módulo de análise de confiabilidade (Monte Carlo).</li> <li>- Representação de Rede de Transmissão.</li> <li>- Análise do Planejamento de Expansão em multi-etapas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Não contempla avaliação de perdas.</li> <li>- Representação simplificada de níveis de tensão da rede de distribuição.</li> </ul>
	Modelo WeSIM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Permite representar os sistemas de geração, transmissão e distribuição.</li> <li>- Permite avaliar sinergias e competitividade entre recursos.</li> <li>- Permite modelar operação estocástica com incertezas de demanda, geração renovável (SUCM).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avaliação do planejamento de expansão considerando uma única etapa.</li> <li>- Representação simplificada de incertezas associadas a geração renovável não convencional.</li> <li>- Não contempla avaliação de perdas</li> </ul>
	Expansão Robusta da Distribuição	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Permite contemplar incertezas na expansão de longo prazo da distribuição.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Não permite representar os sistemas de geração, transmissão e distribuição em conjunto.</li> <li>- Não permite avaliar o trade-off de investir em recursos centralizados ou distribuídos.</li> </ul>

		<b>Aspectos Positivos</b>	<b>Fragilidades</b>
	Planejamento Integrado (Hawaii)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Proposta a ser aplicada em jurisdição (sistema real e não acadêmico).</li> <li>- Permite avaliar o trade-off entre fontes centralizadas e distribuídas.</li> <li>- Avaliação em multi-etapas.</li> <li>- Sugere a realização de estudos para avaliar perdas no sistema de transmissão.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Não menciona a utilização de múltiplos cenários de geração renovável intermitente.</li> <li>- Não inclui estudo de caso ou aplicação da metodologia proposta.</li> </ul>

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

Neste trabalho também se apresenta uma primeira proposta de modelo integrado para a otimização da expansão, contemplando a presença de REDs. A metodologia proposta caracteriza-se por um modelo em três níveis que permite contemplar os efeitos dos REDs no planejamento da expansão da geração e transmissão. Para isso é sugerida uma abordagem para acoplar as redes de transmissão e distribuição. Além disso, de acordo com o modelo sugerido, o planejamento da expansão da rede distribuição é capaz de otimizar o montante de energia a ser importado da rede principal e o investimento em REDs através de uma análise econômica.

## 7 REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, 2020. Base de dados de unidades de geração distribuída. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>, (Acesso: Março de 2020)
- [2] EPE, 2019a. Recursos Energéticos Distribuídos – Documento de apoio ao PNE 2050. Disponível em: <https://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: Maio de 2020)
- [3] Mankiw, N. Gregory. *Macroeconomics*, third edition, 1997.
- [4] Empresa de Pesquisa Energética (EPE)/ Ministério de Minas e Energia (MME). *Plano Decenal de Expansão de Energia – 2029*, Brasil.
- [5] GIZ, 2020. *Revisão Bibliográfica Sobre Metodologias para Projeção de Difusão dos Recursos Energéticos Distribuídos*. Material interno do estudo.
- [6] 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/wpcontent/uploads/2017/10/Enhanced-Decision-Support-for-a-Changing-Electricity-Landscape.pdf> (2017).
- [7] 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.
- [8] Perez-Arriaga, I., Knittel, C., Bharatkumar, A., Birk, M., Burger, S., Chavez J.P., Dueñas-Martinez, P., Herrero, I., Huntington, S., Jenkins, J., Luke, M., Miller, R., Rodilla, P., Tabor, R., Tapia-Ahumada, K., Vergara, C., Xu, N., Gomez, T., Battle, C., Norford, L. and Draffin, C., "Utility of the Future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition" MIT Energy Initiative, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, Tech. Rep., 2016. Disponível em: <http://energy.mit.edu/research/utility-future-study/> (Acesso: 13 de Julho de 2020)
- [9] 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.

- [10] 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
- [11] Gils HC. “Assessment of the theoretical demand response potential in Europe.” *Energy* 2014; 67:1-18.
- [12] 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](https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=998-2095-09-29-17AR0_EN) (Acesso em: 21 de julho de 2020).
- [13] Khodaei, A., Shahidehpour, M., “Microgrid-Based Co-Optimization of Generation and Transmission Planning in Power Systems”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] Gagnon P., Sigrin B. “Distributed PV Adoption – Sensitivity to Market Factors.” No. (NREL/PR-6A20-65984), National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2016.
- [17] Bass F., 1969. “A New Product Growth Model for Consumer Durables”. *Management Science* 15, p 215
- [18] Sigrin, B., Gleason, M., Preus, R., Baring-Gould, I., e Margolis, R. “Distributed generation market demand model (dGen): Documentation” (No. NREL/TP-6A20-65231). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2016.
- [19] 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

- [20] 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.
- [21] 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.
- [22] Gan, C.K, et al. “Strategic Assessment of Alternative Design Options for Multivoltage-Level Distribution Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.29, No.3, 2014.
- [23] Gan C.K., Mancarella,P., Pudjianto,D., Strbac,G., “Statistical appraisal of economic design strategies of LV distribution networks”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 81, pp. 1363-1372, 2011.
- [24] Baringo, L., et al., “Robust expansion planning of a distribution system with electric vehicles, storage and renewable unit”. *Applied Energy* 265,11467, 2020.
- [25] Bertsimas D, Sim M. “The price of robustness”. *Operations Research*, 52:35–53, 2004.
- [26] Sun K, Sarker MR, Ortega-Vazquez MA. “Statistical characterization of electric vehicle charging in different locations of the grid”. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2015.
- [27] Satchwell, A., Hedik,R. "Analytical frameworks to incorporate demand response in long-term resource planning." *Utilities Policy* 28 (2014): 73-81.
- [28] Hawaiian Electric Maui Electric Hawai'i Electric Light, “Planning Hawai’i’s Grid for Future Generations, Integrated Grid Planning Report”, 2018. Disponível em: [https://www.hawaiielectric.com/documents/clean\\_energy\\_hawaii/integrated\\_grid\\_planning/20180301\\_IGP\\_final\\_report.pdf](https://www.hawaiielectric.com/documents/clean_energy_hawaii/integrated_grid_planning/20180301_IGP_final_report.pdf) (Acesso: 04/06/2020)
- [29] Energy systems of the future: Integrating variable renewable energy sources in Brazil's energy matrix, 2019.