



Sistemas Energéticos do Futuro III

Proposta Preliminar de Modelo Integrado para a Otimização da Expansão e Definição do Estudo de Caso

Subproduto 3.1 e 3.2

Relatório Final

Elaborado para

giz

Fevereiro de 2021



Nº do Contrato: 83338036

Sumário

1	Resumo executivo.....	6
1.1	Motivação.....	6
1.2	Objetivos.....	7
1.3	Visão Geral.....	7
1.4	Principais Conclusões.....	8
2	Introdução.....	10
2.1	Visão geral do projeto.....	10
2.2	Objetivo do relatório.....	12
2.3	Organização do relatório.....	13
3	Modelo Integrado para planejamento da expansão endógena.....	14
3.1	Planejamento da expansão em três níveis.....	14
3.2	Representação dos geradores centralizados.....	27
3.3	Representação das redes de transmissão e distribuição.....	27
3.4	Representação da Demanda.....	28
3.5	Representação REDs.....	29
4	Custos e benefícios contemplados na metodologia proposta.....	33
4.1	Serviços de Geração e Capacidade.....	34
4.2	Serviços de Flexibilidade.....	34
4.3	Serviços Ancilares.....	35
4.4	Impactos na Qualidade do Suprimento de Energia – Perdas elétricas.....	36
4.5	Impactos na Confiabilidade do Sistema.....	36
4.6	Impactos nos Custos de Investimento e Operação.....	37
4.7	Impactos Ambientais.....	37
5	Definição do estudo de caso.....	39
5.1	Horizonte de estudo.....	39
5.2	Premissas do estudo de caso.....	39
5.3	Representação da rede no N1.....	45
5.4	Representação da rede no N2.....	47
5.5	Representação da rede no N3.....	49
5.6	Bases de dados utilizadas.....	50

5.7 Softwares de Simulação	53
5.8 Limitações da metodologia e possíveis aprimoramentos	54
6 Conclusões	57
7 Referências	58
8 Anexos	61
8.1 Anexo 1 – Resposta da Demanda e Demanda Elástica	61
8.2 Anexo 2 – Veículos Elétricos e tecnologia <i>Vehicle to Grid</i> (V2G)	62
8.3 Anexo 3 – Manual para a preparação da rede do N2.....	62

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução histórica de mini- e microgeração distribuída no Brasil.....	10
Figura 2 - Produtos a serem desenvolvidos no âmbito do projeto.	11
Figura 3 – Níveis hierárquicos para o planejamento da expansão endógeno.	14
Figura 4 – Elementos principais da proposta metodológica para o planejamento da expansão endógena.	15
Figura 5 – Elementos principais representados no N1.	16
Figura 6 – Metodologia de acoplamento entre sistema N1 e N2.	17
Figura 7 – Objetivo do Planejamento no N2.....	19
Figura 8 – <i>Trade off</i> do modelo N2.....	20
Figura 9 – Metodologia de acoplamento entre sistema N2 e N3.	21
Figura 10 – Objetivo do Planejamento no N3.....	22
Figura 11 – Metodologia descentralizada de acoplamento entre sistema N2 e N3.....	23
Figura 12 – Modelo de Otimização de REDs – Abordagem descentralizada para acoplamento N2 e N3.....	24
Figura 13 – Alteração da Curva de Carga – Exemplo de abordagem descentralizada.	25
Figura 14 – Operação da Bateria – Exemplo de abordagem descentralizada.	26
Figura 15 – Passo a passo para projeção da demanda com perfil horário.	29
Figura 16 – Tipologia de carga agregada para os grupos de consumo – Caso Exemplo.....	44
Figura 17 – Curva de carga na barra de fronteira – N1 e N2 – Caso Exemplo.....	44
Figura 18 – Curva de carga nas duas barras de fronteira – N1 e N2 – Caso Exemplo.	45
Figura 19 – Exemplo de modelagem de usinas com injeção de potência em diferentes barras elétricas do sistema.	47
Figura 20 – Rede de AT de Distribuidora localizada no Sudeste.	48
Figura 21 – Rede de AT de Distribuidora localizada no Nordeste.....	48
Figura 22 – Rede Hipotética de uma Distribuidora.....	49
Figura 23 – Indicação dos níveis N2 e N3 para a rede hipotética da distribuidora.....	49
Figura 24 – Ilustração de abordagem detalhada e simplificada no N2.	49
Figura 25 – Cadeia de Modelos utilizada no estudo de caso	54
Figura 26 – Exemplo Hipotético de Demanda Elástica	61
Figura 27 – Tela de Log do Organon.	65
Figura 28 – Tela das opções de equivalente de rede do Organon.	65

Figura 29 – Tela das opções de equivalente de rede do Organon com a configuração utilizada para a CELESC.	66
Figura 30 – Tela de Log do Organon com a execução do equivalente de rede.....	66
Figura 31 – Tela para salvar o arquivo gerado pelo equivalente de redes.....	67
Figura 32 – Tela do Qgis para abrir a base da BDGD.	68
Figura 33 – Tela do Qgis para selecionar as camadas a serem visualizadas no QGis.....	68
Figura 34 – Tela do Qgis para abrir a tabela de atributos da camada Subestação.....	69
Figura 35 – Tela do Qgis com a tabela de atributos da camada Subestação.....	69
Figura 36 – Tela do Netplan para criar uma nova base.	70
Figura 37 – Tela do Netplan para importar os dados do PWF.	71
Figura 38 – Tela do Netplan com as configurações para importar os dados do PWF – Menu <i>Configuration</i>	72
Figura 39 – Tela do Netplan com as configurações para importar os dados do PWF – Menu <i>Duration</i>	73
Figura 40 – Tela do Netplan com as configurações para importar os dados do PWF – Menu <i>Files</i>	73
Figura 41 – Tela do Netplan para escolher o Background.	74
Figura 42 – Tela do Netplan para filtro da área de interesse.	75
Figura 43 – Tela do Netplan para desenhar uma barra.	75
Figura 44 – Tela do Netplan com algumas barras de interesse desenhadas.	76
Figura 45 – Tela do Netplan com a lista de todas as barras da rede.....	77
Figura 46 – Exemplo de associação de barras da planilha Aneel com barras do pwf.	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Custos/Benefícios dos REDs contemplados na metodologia proposta.	7
Tabela 2: Resumo dos REDs e representação da rede nos três níveis - Estudo de caso.	8
Tabela 3: Avaliação de metodologias reunidas a partir da revisão da literatura.	20
Tabela 4: Resumo dos impactos dos REDs (custos/benefícios) contemplados na metodologia proposta.....	38
Tabela 5: Premissas de candidatos de geração (Referência de custos - 2019). Fonte: [11].....	39
Tabela 6: Premissas de candidatos de geração hidroelétrica (Referência de custos - 2019). Fonte: [11]	40
Tabela 7: Premissas de evolução de custos de solares, eólicas e baterias no N1. Fonte: [12]	40
Tabela 8: Premissas operativas das baterias no N1. Fonte: [12].....	41
Tabela 9: Premissas para geração distribuída fotovoltaica – Junho 2020.	42
Tabela 10: Premissas para as baterias (armazenamento distribuído) – 2030. Fonte:[16]	42
Tabela 11: Resumo dos REDs e representação da rede nos três níveis – Estudo de Caso.	50
Tabela 12: Bases de Dados utilizadas no estudo de caso.....	52
Tabela 13: Associação Distribuidora – Área, para a base de dados do PDE 2029.....	63

1 RESUMO EXECUTIVO

1.1 Motivação

Os sistemas elétricos vêm passando por alterações ao redor do mundo com o crescimento da inserção das 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 dos consumidores e nos atributos necessários para o suprimento da demanda e atendimento 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 portfólio ótimo de recursos, a menores custos, é necessário que os REDs sejam incorporados e integrados nos modelos de planejamento e operação, de forma que os serviços providos pelos diferentes recursos distribuídos possam ser também avaliados em modelos de expansão centralizados.

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 3 – Estudo de Caso se divide em 3 produtos:

- Produto 3.1: Proposta e elaboração de modelo integrado para a otimização da expansão da capacidade de geração/transmissão/distribuição com REDs. Nesta etapa é importante a definição de premissas que nortearão cada um dos processos de otimização e premissas de cada uma das tecnologias abordadas;
- Produto 3.2: Definição do estudo de caso e levantamento de dados;
- Produto 3.3: Simulações e resultados da expansão com e sem RED, com a devida quantificação dos impactos da inserção dos RED sob cenários de sensibilidade;

Este relatório, descreve as atividades dos **produtos 3.1 e 3.2** que foram desenvolvidas pelo consórcio formado pela PSR, SiglaSul, Professor Djalma Falcão.

1.2 Objetivos

Os principais objetivos deste produto incluem:

- Detalhamento da modelagem proposta para representação integrada dos REDs no planejamento da expansão do sistema elétrico caracterizado por um método integrado e hierárquico.
- Detalhamento das tecnologias e REDs contemplados em cada uma das etapas (ou níveis conforme classificação proposta) no método proposto.
- Avaliação dos custos e benefícios dos REDs que podem ser capturados por meio desta metodologia.
- Definição do estudo de caso que será considerado no produto 3.3, apresentando premissas e bases de dados utilizadas.

1.3 Visão Geral

Este produto apresenta a proposta metodológica de representação integrada dos REDs (GD, AD, RD e VE) nos modelos de planejamento da expansão. Desta forma, o relatório apresenta a modelagem em três níveis hierárquicos e integrados (N1, N2 e N3) que representam, respectivamente, o sistema de Geração e Transmissão em alta tensão do sistema elétrico brasileiro (Rede Básica - RB); sistema de Alta Tensão da Distribuidora (ATD) e sistema de Distribuição Primária e Secundária (DPS) da rede de distribuição que abrange as redes nos níveis de média e baixa tensão da distribuidora.

Esta modelagem permite representar os REDs de forma integrada à expansão e operação do sistema buscando capturar seus efeitos (custos/benefícios) no sistema. Os impactos dos REDs, isto é, os custos e benefícios que podem ser capturados através da proposta metodológica são resumidos na Tabela 1.

Tabela 1: Custos/Benefícios dos REDs contemplados na metodologia proposta.

	Custos de Investimento e Operação	Geração	Capacidade	Reserva Operativa	Confiabilidade/Resiliência	Impacto nas Perdas	Flexibilidade	Impactos Ambientais
Resposta da Demanda (RD)	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓
Geração Distribuída (GD)	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓
Armazenamento Distribuído (AD)	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓
Veículo Elétrico (VE)	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗

Esta tabela é um resumo e não inclui de forma exaustiva todos os serviços e efeitos da presença de REDs e nem a consideração dos serviços prestados quando há agregação dos múltiplos REDs.

Em que:

- ✓ Indica que o efeito deste RED é representado/capturado, resultando em custo ou benefício contemplado pelo modelo de otimização.
- ✗ Indica que o efeito deste RED não é representado/capturado, não sendo possível avaliar seus custos/benefícios

Com o objetivo de ilustrar a aplicabilidade da metodologia proposta e impacto dos REDs na expansão do sistema, no produto 3.3 serão avaliados dois estudos de casos, um com REDs entre os candidatos a expansão e outro sem contemplar os REDs entre os candidatos. Assim, neste relatório são definidos os estudos de caso e as premissas utilizadas de candidatos a expansão, representação da topologia da rede em cada um dos três níveis, além de softwares que serão considerados nas simulações.

A Tabela 2 resume os REDs e a representação de infraestrutura de rede adotada em cada um dos três níveis de análise do estudo de caso.

Tabela 2: Resumo dos REDs e representação da rede nos três níveis - Estudo de caso.

	N1	N2	N3
	Expansão Hierárquica G&T	Co Otimização: Importar recursos do N1 e Investir no N2	Co Otimização: Importar recursos do N2 e Investir no N3
REDs	<ul style="list-style-type: none"> • Endógeno: AD • Exógeno: RD • Não modelado: VE 	<ul style="list-style-type: none"> • Endógeno: AD, GD • Exógeno: RD • Não modelado: VE 	<ul style="list-style-type: none"> • Endógeno: AD, GD • Exógeno: RD, VE
Rede	<ul style="list-style-type: none"> • Representação Detalhada da Rede de Transmissão (RB) • Expansão da RB • Representação de perdas 	<ul style="list-style-type: none"> • Representação Detalhada da Rede de AT Distribuição (ATD) • Não contempla expansão da infraestrutura de rede da ATD • Representação de perdas 	<ul style="list-style-type: none"> • Representação Simplificada da Rede de Distribuição Primária e Secundária (DPS) • Não contempla a expansão da infraestrutura de rede da DPS • Representação de perdas

1.4 Principais Conclusões

- A metodologia proposta permite considerar os REDs de forma integrada aos modelos de planejamento do sistema com o objetivo de tornar possível a captura dos serviços e avaliação dos custos/benefícios desses recursos, sendo neutro a tecnologia.
- A metodologia proposta permite contemplar os múltiplos cenários de geração hidroelétrica e de recursos renováveis não convencionais (eólica e solar) nas simulações do sistema permitindo avaliar os resultados frente a característica estocásticas desses recursos no sistema. Destaca-se que, conforme apresentado nos produtos anteriores deste projeto, a grande maioria das metodologias encontradas na literatura não

considera incertezas relacionadas à natureza estocástica de geração de fontes renováveis (centralizada e/ou distribuída).

- A metodologia proposta permite contemplar a representação de infraestrutura de rede de transmissão em detalhes e a consideração das perdas técnicas.
- A definição do estudo de caso considerando o sistema elétrico brasileiro evidencia a aplicabilidade do método proposto até mesmo em sistemas de grandes dimensões.

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 1.

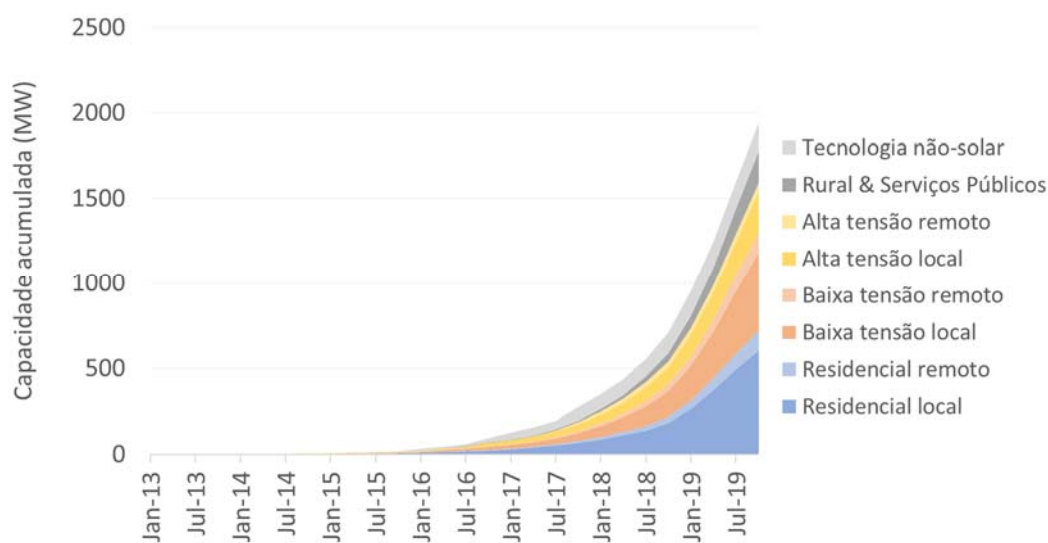


Figura 1 - Evolução histórica de mini- e microgeração distribuída no Brasil.

Fonte: Elaboração PSR com dados de [1]

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

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.

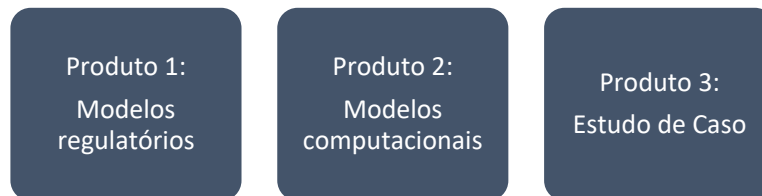


Figura 2 - Produtos a serem desenvolvidos no âmbito do projeto.

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 3 – Estudo de Caso e foca no desenvolvimento dos Subprodutos 3.1 - Proposta e elaboração de modelo integrado para a otimização da expansão e Subproduto 3.2 - Definição do estudo de caso e levantamento de dados.

Assim, os objetivos do relatório incluem a apresentação da proposta de modelo para o planejamento da expansão, contemplando a representação para os REDs em estudo (geração distribuída, mais especificamente solar fotovoltaica, armazenamento distribuído - baterias, resposta da demanda e veículos elétricos).

Além disso, este relatório também tem como objetivo apresentar premissas e dados que serão considerados na elaboração do estudo de caso que ilustrará a aplicabilidade da metodologia proposta. Considerando a característica inovadora da metodologia proposta e a construção do caso de estudo, é possível que alterações relacionadas às premissas sejam feitas ao longo do processo, portanto, este relatório poderá ser revisado futuramente.

2.3 Organização do relatório

Este relatório é composto de 8 capítulos em que o Capítulo 1 é o resumo executivo dos subprodutos 3.1 e 3.2, o Capítulo 2 apresenta a visão geral do projeto e o objetivo dos produtos/subprodutos desenvolvidos. O Capítulo 3 aborda a proposição metodológica de planejamento da expansão com representação endógena dos REDs. O Capítulo 4 aborda como a avaliação dos custos e benefícios dos REDs é endereçada na metodologia proposta, e o Capítulo 5 apresenta definições e premissas utilizadas no estudo de caso utilizado para ilustrar a aplicação da metodologia proposta. Em seguida, no Capítulo 6 apresentam-se as principais conclusões dos subprodutos, e o Capítulo 7 contém a lista da referência bibliografia consultada para esse relatório. Por fim, no Capítulo 8 são apresentados os anexos.

3 MODELO INTEGRADO PARA PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO ENDÓGENA

Este capítulo tem como objetivo apresentar a proposição metodológica do modelo de planejamento considerando a incorporação endógena¹ dos REDs no modelo de planejamento do setor elétrico. Propõe-se um modelo de planejamento da expansão hierárquico e integrado composto por três níveis.

Embora uma versão inicial desta modelagem tenha sido abordada no subproduto 2.3, neste relatório consolida-se o modelo proposto, incluindo maior detalhamento a respeito das premissas e representações dos REDs e demanda de energia em cada um dos níveis. Além disso, apresenta-se de forma mais completa os recursos representados em cada nível e a representação da infraestrutura de rede.

3.1 Planejamento da expansão em três níveis

A proposta metodológica caracteriza-se por um modelo de planejamento endógeno, hierárquico, composto por Níveis (N) de resolução de três sistemas, conforme ilustrado na Figura 3.

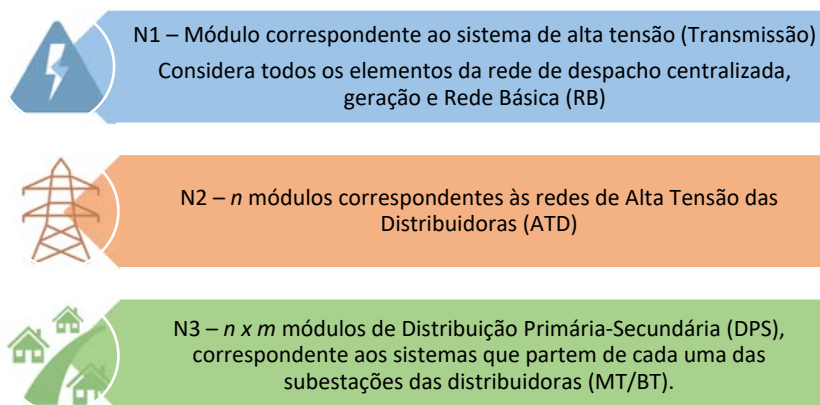


Figura 3 – Níveis hierárquicos para o planejamento da expansão endógeno.

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 transferir informação de investimento e custos finais de um grupamento para outro. Dessa forma, o modelo aborda as dimensões do modelo relacionadas ao sistema de despacho centralizado, considerando o parque gerador e a rede de transmissão definida como 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). Dessa forma, a definição dos três níveis e seus limites são baseadas nos níveis de tensão da rede elétrica.

¹ Exceto para veículos elétricos e resposta da demanda que serão representados na expansão através de abordagem exógena.

A Figura 4 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.

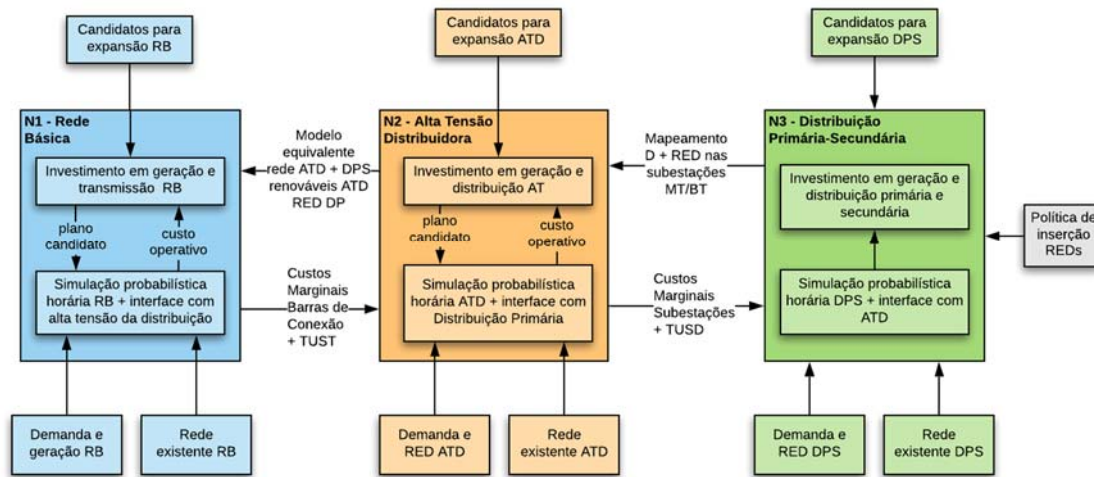


Figura 4 – Elementos principais da proposta metodológica para o planejamento da expansão endógena.

As características do modelo hierárquico, integrado e iterativo se dão pela seguinte forma de resolução do problema de expansão:

- Hierárquico - A resolução do problema de otimização de expansão dos sistemas será realizada em cada nível de forma hierárquica, ou seja, inicia-se a resolução do problema de expansão pelo nível N1, que é o sistema centralizado, em seguida resolve-se o problema de expansão do nível N2, que é a rede de alta tensão da distribuidora e por fim, ataca-se o problema de expansão do nível N3, que é a rede de média e baixa tensão da distribuidora.
- Integrado - Mesmo que a resolução dos problemas de otimização seja feita para cada nível separadamente, o modelo é integrado uma vez que informações de custos de investimento e operação são enviadas de um nível para outro. Dessa forma, com esse acoplamento, as decisões dos problemas subsequentes do nível de hierarquização são influenciadas pelas decisões de investimento do nível hierárquico anterior.
- Iterativo - As resoluções dos problemas de otimização da expansão do sistema serão realizadas k vezes até se atingir uma situação de equilíbrio entre os três níveis.

3.1.1 Expansão em N1

Como indica a Figura 4, 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 por n *equivalentes de rede* dos sistemas de ATD (N2), que já consideram os elementos da distribuição primária-secundária (DPS) mapeados como *injeções de potência* (positivas ou negativas) nas respectivas subestações.

A Figura 5 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.

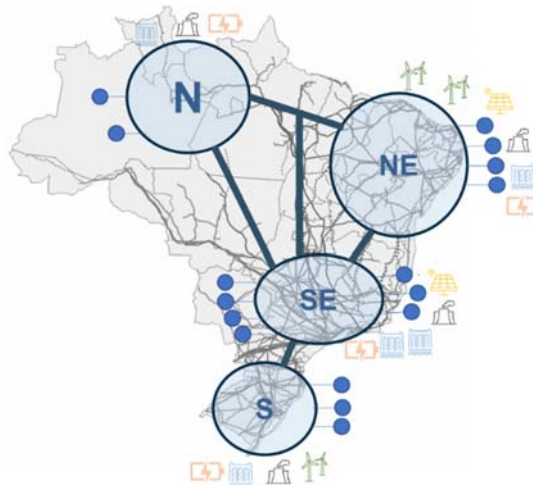


Figura 5 – Elementos principais representados no N1.

Dessa forma, as bolinhas em azul representam de forma equivalente a demanda do sistema e a presença de REDs na rede de distribuição. Destaca-se, que o objetivo das “bolinhas azuis” é agregar características dos sistemas de distribuição para que de forma mais simplificada sejam contempladas e acopladas nas análises desenvolvidas no N1, que representam de forma detalhada o parque gerador (recursos centralizados) e a Rede Básica de Transmissão. Acrescenta-se que no N1 é modelada toda a infraestrutura da rede de transmissão em níveis de tensão igual ou superior a 230 kV, independentemente de serem linhas aéreas ou subterrâneas.

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 correspondem a 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.

Considerando-se a representação “equivalente” dos cenários nos níveis N2/N3 para a análise em N1, realiza-se o planejamento integrado G&T. Sugere-se que o planejamento G&T dentro do nível N1 continue sendo hierárquico, como é realizado 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 [2]².

² A representação dos geradores e rede de transmissão propostas em [2] são resumidas no capítulo 3 deste relatório, nas seções 3.2 e 3.3.

De forma simplificada, a função objetivo do problema de otimização do N1 busca minimizar o valor presente dos custos de investimento em G&T (incluindo recursos de armazenamento) somado ao valor esperado do custo operativo. Destaca-se que no N1, sugere-se não considerar a expansão endógena de Resposta da Demanda por Incentivos. A modelagem de expansão do recurso de Resposta da Demanda por Incentivos é desafiadora principalmente em função da dificuldade em se estimar o valor do incentivo esperado para cada classe de consumidor. A representação incorreta deste custo pode levar a um plano de expansão que indique uma “oferta” de RD que não reflita a real atratividade dos consumidores em aderir a mecanismos de RD.^{3,4}

Assim, diante do exposto é possível observar que a proposição metodológica se aproxima do planejamento integrado G&T atualmente conduzido no sistema elétrico brasileiro. A principal diferença consiste na utilização de uma representação mais detalhada para a rede de distribuição, contemplando além da demanda com granularidade horária, informação dos REDs na rede de distribuição. O maior detalhamento da representação da rede de distribuição nas análises no N1 torna-se cada vez mais importante em um contexto de crescente penetração de REDs. Os recursos distribuídos são capazes de prover serviços ao sistema elétrico, impactando nas necessidades do sistema e uso dos recursos (despacho de geradores e uso das redes elétricas), o que deve ser capturado nas avaliações conduzidas no nível N1.

3.1.2 Acoplamento entre os Níveis N1 e N2

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

Descreve-se abaixo na Figura 6 a metodologia para o acoplamento entre o sistema N1 e N2.

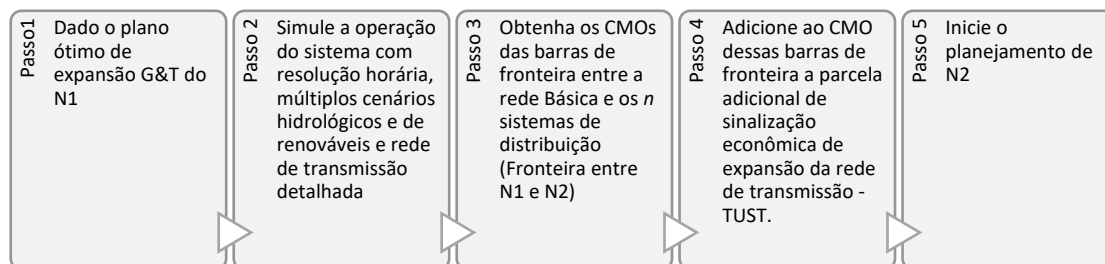


Figura 6 – Metodologia de acoplamento entre sistema N1 e N2.

Uma vez obtido o plano ótimo de expansão G&T, é feita uma simulação probabilística da operação do sistema com resolução horária, tendo como principal resultado os Custos

³ Entende-se que uma representação mais conveniente para representar a expansão da Resposta da Demanda nos modelos de planejamento, corresponde à utilização de cenários de sensibilidade com diferentes premissas de penetração e adoção de mecanismos de Resposta da Demanda pelos consumidores.

⁴ Embora sugira-se não considerar a expansão endógena de RD no planejamento da expansão, no estudo de caso será modelado os recursos existentes de RD. A modelagem sugerida para representar a RD por incentivo existente é introduzida na seção 3.5 que apresenta a representação dos REDs em cada nível (N1, N2 e N3).

Marginais de Operação (CMOs) nas barras de conexão entre a rede básica e os n sistemas equivalentes da rede de distribuição, representados através das bolinhas azuis na Figura 5.

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. Em outras palavras, esses preços vão sinalizar para o N2 o custo de importar os serviços do N1.

Entretanto, avalia-se que apenas a informação do CMO nas barras de fronteira não seja suficiente para capturar a sinalização econômica necessária sobre os investimentos e operação de geração e transmissão. Caso o modelo de expansão G&T 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)⁵ 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). Em outras palavras, entende-se que a informação do CMO não é suficiente para sinalizar os reais custos das atividades de geração e transmissão, especialmente porque a remuneração por preços *spots* no Brasil não é tradicionalmente utilizado para a remuneração do sistema de transmissão. Para remuneração do sistema de transmissão, utilizam-se metodologias de alocação de custos do sistema de transmissão para os usuários da rede. 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.

Contudo, destaca-se que no estudo de caso a ser simulado no escopo do subproduto 3.3, será utilizado os valores de TUST resultantes da *Alternativa 2* discutida no âmbito da Consulta Pública 04/2018. Em comparação à metodologia Nodal hoje aplicada no Brasil, na Alternativa 2 substitui-se a utilização do cenário de despacho proporcional por subsistema pelo despacho proporcional Brasil, conforme apresentado em [3], e resulta em sinais locais mais fortes entre as regiões do Brasil.

3.1.3 Expansão em N2

Após o planejamento da geração e transmissão no nível N1 e acoplamento entre os níveis N1 e N2, inicia-se o planejamento da expansão do sistema de distribuição da alta tensão (entre 138 kV até 69 kV).

⁵ A adição de uma nova linha de transmissão adiciona grande capacidade ao sistema e a decisão é tomada de forma binária.

O objetivo do planejamento em N2 é minimizar a soma do valor presente de três parcelas, indicadas na Figura 7.

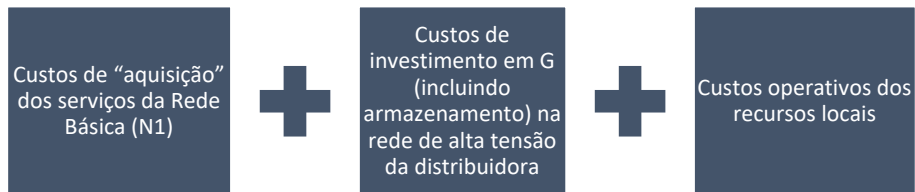


Figura 7 – Objetivo do Planejamento no N2.

Os custos de “aquisição” dos serviços da Rede Básica são representados por meio de injeções localizadas em cada barra de fronteira entre os sistemas N1 e N2 (AT/ATD). Essas injeções são horárias e variam para cada estágio e cenário, de acordo com o CMO por barra resultante da simulação operativa no N1. Além disso, essas injeções capturam também o custo do uso da rede, que usa como *proxy* o valor da TUST⁶.

Então, por exemplo, considere uma situação hipotética, com três cenários e que em uma hora e em uma barra de fronteira o modelo de otimização no N2 decidiu por importar 1MW do N1 no cenário 1, 2 MW no cenário 2 e 3 MW no cenário 3. Dessa forma, o custo de importação ou aquisição de serviços do N1 corresponde a $1 MW \times CMO_{cenário1} + 2MW \times CMO_{cenário2} + 3MW \times CMO_{cenário3} + 3MW \times TUST_{Barra\ fronteira\ n}$.⁷

Visto de outra maneira, o modelo de planejamento em N2 busca o melhor “*tradeoff*” entre comprar energia e potência (MUST) do nível N1 (Rede Básica) e os investimentos locais em geração na AT da distribuição, considerando representação detalhada das perdas. Além dos custos de “aquisição” dos serviços da Rede Básica, o modelo de otimização no N2 considera os candidatos de novos recursos de geração e armazenamento, além dos recursos já existentes e em operação na rede de alta tensão da distribuidora⁸.

Assim, o modelo no N2 consegue capturar o *trade off* de investir e operar recursos do sistema de Distribuição e comprar serviços da Rede Básica, conforme ilustrado na Figura 8.

⁶ A base de dados utilizada no Brasil para cálculo de TUST, representa linhas aéreas e subterrâneas. Assim, os custos de uso de ambas as redes são capturados.

⁷ Em termos conceituais se aproxima do uso de uma “térmica fictícia” na barra de fronteira, em que o “custo operativo” seria o CMO por barra, estágio e cenário e o custo de investimento (\$/kW) dado pela TUST. Utiliza-se, contudo a abordagem por meio de injeções devido a benefícios de tempo e complexidade de solução do problema.

⁸ Assim como na expansão no N1 não se considera expansão da Resposta da Demanda no N2.

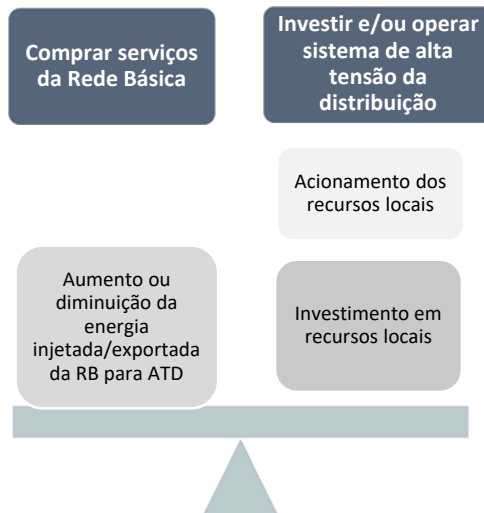


Figura 8 – Trade off do modelo N2.

No que se refere à infraestrutura de rede, conforme descrito no relatório da atividade 2.3 deste projeto, comumente são consideradas simplificações relacionadas à representação da rede de distribuição em metodologias e estudos de caso que aplicam abordagens endógenas e mistas de representação de REDs no planejamento da expansão. Além disso, a maioria dessas metodologias não incluem modelagem de perdas técnicas, conforme indicado na Tabela 3.

Tabela 3: Avaliação de metodologias reunidas a partir da revisão da literatura.

	Metodologias	Representação Detalhada da Rede	Perdas Técnicas
Modelo Misto	Integração de modelo de expansão centralizada e de PV <i>rooftop</i>	×	×
Modelo Endógeno	Modelo Gen X	×	✓
	Modelo OseMOSYS	×	×
	Planejamento em micro redes	×	×
	Modelo WeSIM	×	×

Esta tabela inclui alguns dos modelos levantados no produto da atividade 2.3 e não inclui detalhamento sobre as metodologias. Para maior detalhamento, por favor, vide o relatório do subproduto 2.3

Em que:



Indica que é considerada uma representação detalhada para a rede de distribuição e/ou perdas técnicas.



Indica que não é considerada uma representação detalhada para a rede de distribuição e/ou perdas técnicas.

⁹ Conforme mencionado na atividade 2.3, a metodologia descrita em [4] sugere a utilização de um modelo para avaliação da rede de distribuição. Porém, de acordo com os autores, o modelo é baseado na análise de um número limitado de redes estatisticamente representativas. Dessa forma, entende-se que não é utilizada uma representação detalhada da rede de distribuição.

Na metodologia proposta representa-se a rede de alta tensão da distribuidora, incluindo a avaliação de perdas. Porém, não se considera a expansão da infraestrutura de rede, pois aumenta a complexidade computacional ao acrescentar variáveis de decisão inteiras ao problema de otimização. Além disso, acrescenta-se que é desafiador definir candidatos para redes de distribuição já que novos alimentadores (e subestações) podem ser construídos por novos caminhos (ou traçados) para atender a carga futura da rede.

Assim, como o modelo considera a representação da infraestrutura existente de rede, o modelo de planejamento de distribuição de ATD a ser utilizado deve ser capaz de realizar simulações de fluxo de potência considerando fotografias horárias do sistema. A utilização de fluxo de potência linearizado com perdas captura bem o nível de especificação de fluxo para o problema de investimento. Porém, acrescenta-se ainda que no escopo do nível N2, dependendo das condições da rede de distribuição de alta tensão, pode ser realizado o planejamento da expansão de potência reativa. Para a análise e expansão de potência reativa é importante o uso de um Fluxo de Potência ótimo (FPO) não linearizado AC. 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.

3.1.4 Acoplamento entre os níveis N2 e N3

Conforme mencionado 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 9 a metodologia para o acoplamento entre o sistema N2 e N3.

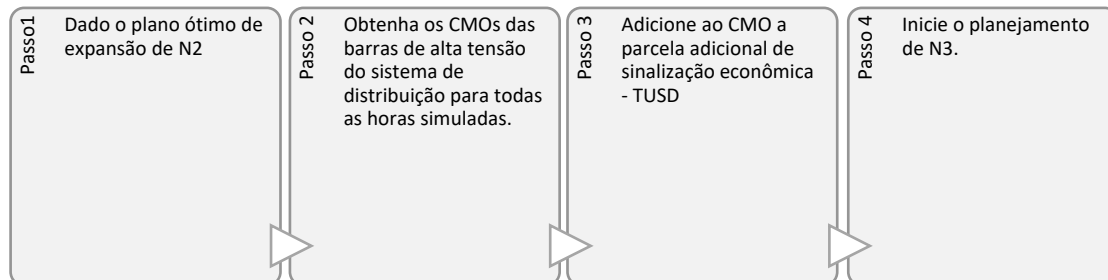


Figura 9 – Metodologia de acoplamento entre sistema N2 e N3.

De forma similar ao acoplamento entre os níveis N1 e N2, para o acoplamento entre os níveis N2 e N3 utiliza-se informação dos custos marginais de operação resultantes do planejamento da expansão da rede de alta tensão da distribuidora no N2. Além disso, análogo à utilização da TUST (no acoplamento N1-N2), utiliza-se no N2-N3 o valor da TUSD como “*proxy*” dos custos de investimento na rede em N2 para suprir a demanda em N3.

É importante destacar que ao contrário da TUST, a TUSD não é locacional, mas varia por nível de tensão no acoplamento entre N2 e N3.

3.1.5 Expansão em N3

A proposta para o planejamento para o sistema no nível N3, chamado de distribuição primária-secundária (DSP), apresenta duas visões distintas: Visão de expansão centralizada e Visão de expansão descentralizada.

3.1.5.1 Visão Centralizada

Entende-se que a adoção de REDs é uma decisão que parte dos consumidores e é influenciada pelos incentivos fornecidos e que estão alinhados com metas e diretrizes políticas/regulatórias vigentes.

A abordagem da expansão da rede primária e secundária da rede da distribuidora através de uma ótica centralizada tem por objetivo avaliar se os sinais econômicos dados aos consumidores através da combinação de tarifas de fornecimento e incentivos à instalação de REDs induz a uma expansão que se traduza em máximo benefício (“*welfare*”) para o sistema. Então, embora a otimização centralizada não seja, na prática, a maneira como os REDs vão ser adotados, serve de *benchmark* para avaliar os incentivos que direcionam a expansão feita de forma descentralizada.

Assim, a proposta de avaliação com visão centralizada consiste em 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). Desta forma, a função objetivo do modelo de planejamento no N3 pode ser representada por três parcelas ilustradas na Figura 10.

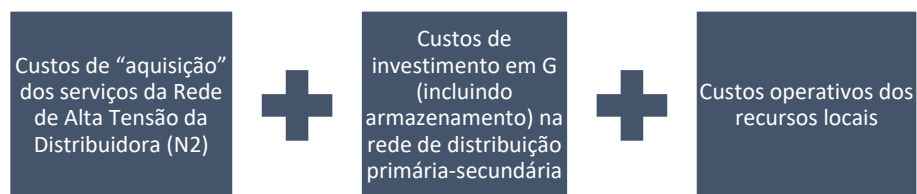


Figura 10 – Objetivo do Planejamento no N3.

Neste caso, os custos de aquisição de serviços do N2 são representados por injeções horárias localizadas nas barras de conexão ATD/DSP. Essas injeções variam para cada estágio e cenário, de acordo com o CMO por barra resultante da simulação no N2. Além disso, as injeções contemplam a TUSD como *proxy* dos custos na rede no N2 para permitir prover serviços ao N3.

Além disso, conforme ilustrado na Figura 10, o modelo de planejamento no N3 considera o *trade off* de investir em novos recursos candidatos para atender às necessidades do sistema e utilizar os recursos existentes.

Vale destacar que conforme mencionado anteriormente, alguns estudos sugerem simplificar a representação das redes de distribuição em função do tamanho e diversidade das redes e, em alguns casos, limitação de dados de topologia e características disponíveis da rede [4]. Alguns trabalhos sugerem a representação de redes de distribuição por meio de zonas representativas de regiões da rede de distribuição em que, ao invés de se representar a rede explicitamente, cada zona representada possui uma topologia típica de trechos da rede, como por exemplo, topologia de rede urbanas mais densas ou redes rurais mais esparsas. [5][6]

Nesse sentido, de forma similar ao N2, no N3 não é considerada a expansão da rede de distribuição. Entretanto, destaca-se que na metodologia proposta e no estudo de caso, a rede existente de média-baixa tensão da distribuidora (independentemente de ser aérea ou

subterrânea) pode ser representada de forma simplificada através de alimentadores típicos e representativos das redes de distribuição primária-secundária. Destaca-se ainda que, da mesma forma que no N2, na análise do N3 inclui a avaliação de perdas técnicas.

3.1.5.2 Visão Descentralizada

Em contraste com o planejamento da expansão em N1 e N2, apresenta-se uma abordagem de visão descentralizada para a expansão do sistema primário-secundário 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, conforme comentado na seção 3.3.1, 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 o preço de instalação dos REDs, que é bastante afetado pelas políticas de incentivo a estes equipamentos. Assim, a abordagem descentralizada no N3 possibilita avaliar a atratividade dos consumidores em responder a sinais de preço (resposta da demanda por preços).

A abordagem descentralizada tem como foco principal avaliar as necessidades de expansão a partir da avaliação do comportamento ou predisposição dos consumidores em adotar ou investir em REDs. A metodologia do planejamento da expansão para o sistema N3, na visão descentralizada é mostrada na Figura 11.

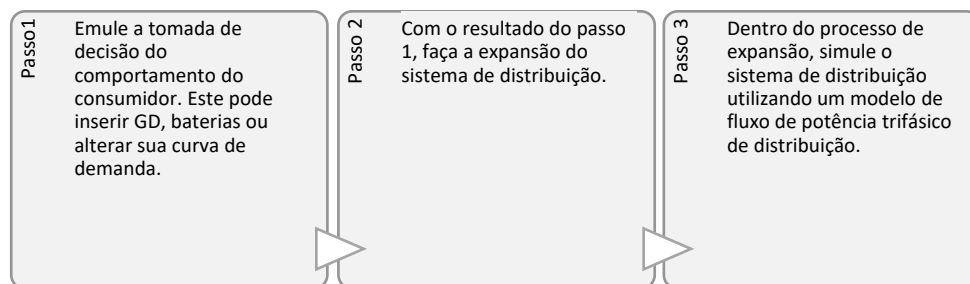


Figura 11 – Metodologia descentralizada de acoplamento entre sistema N2 e N3.

Assim, propõe-se emular a tomada de decisão do comportamento do consumidor através de um modelo que minimiza os custos sob a perspectiva do consumidor. Em outras palavras, o modelo deve considerar a tarifa vigente aplicada ao consumidor e os custos de investimento em REDs para otimizar, sob a perspectiva do consumidor, a atratividade em responder a sinais de preço deslocando a demanda ao longo das horas do dia e/ou investir em novos recursos distribuídos como, por exemplo, GD fotovoltaica e bateria. Esta avaliação tem como premissa a avaliação da 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, pode-se aplicar um modelo de planejamento dos reforços da rede com ajustes às características radiais do sistema complementado por simulações detalhadas de fluxo de potência trifásico de distribuição como, por exemplo, o modelo *OpenDSS*.

Diante do exposto, entende-se que na ótica do planejamento do sistema e uso de representação endógena dos REDs deseja-se avaliar se os mecanismos e incentivos vigentes conduzem ao ótimo sistêmico. Nesse sentido, para o estudo de caso, considera-se a abordagem centralizada no planejamento no N3.

Contudo, com o objetivo de ilustrar como a abordagem descentralizada poderia ser conduzida, apresenta-se um exemplo para o planejamento descentralizado no N3.

3.1.5.3 Exemplo Hipotético e Simplificado de Abordagem Descentralizada

Na abordagem descentralizada do planejamento da expansão no nível N3, objetiva-se avaliar se do ponto de vista dos consumidores é economicamente vantajoso adotar recursos energéticos distribuídos. Dessa forma, o modelo deve avaliar na perspectiva do consumidor se é economicamente vantajoso alterar o consumo de energia (mecanismos de resposta da demanda), investir em geração distribuída, baterias, e outros REDs (como por exemplo veículo elétrico) de forma a minimizar os custos do consumidor.

Assim, o modelo de otimização descrito no *Passo 1* da Figura 11 considera entre os dados de entrada, informação da curva de carga dos consumidores tipos¹⁰, a tarifa vigente percebida por estes consumidores e premissas de elasticidade do consumidor para alterar o perfil de consumo entre as horas do dia. Além disso, utilizam-se também premissas econômicas para as baterias e geração distribuída, além de premissas operativas para as baterias. Entre as premissas para as baterias destacam-se custos de investimento, volume mínimo e máximo de armazenamento, eficiência de carga e descarga e vida útil. Para a geração solar fotovoltaica, as premissas incluem custos do investimento em GD, vida útil, além de perfis de geração solar distribuída. A informação do perfil é importante para que o problema de otimização possa avaliar os serviços que a GD pode prover para o sistema.

Assim, os dados de entrada e saída do modelo de otimização podem ser resumidos na Figura 12.



Figura 12 – Modelo de Otimização de REDs – Abordagem descentralizada para acoplamento N2 e N3.

¹⁰ Consumidores Tipos correspondem a diferentes perfis de carga de cada grupo de consumidores (Residencial, Comercial, Industrial, etc). Assim, um consumidor Residencial-Tipo 1 e Residencial-Tipo 2 correspondem a dois consumidores tipos, com diferentes tipologias de carga.

Destaca-se que é importante que o modelo seja flexível de forma a permitir indicar tarifas em diferentes estruturas tarifárias. Em outras palavras, o modelo deve permitir simular a atratividade dos REDs em casos em que a tarifa percebida pelos consumidores seja monômnia, multipartes, *time of use* etc., principalmente em um contexto de discussões regulatórias de alteração da estrutura tarifária vigente.

A Figura 13 ilustra para um consumidor comercial hipotético, a atratividade dos REDs, em uma simulação para 2030, considerando uma estrutura tarifária binômnia, com uma componente volumétrica (R\$/MWh) e uma componente por capacidade. A componente volumétrica é a mesma em todos os horários do dia, enquanto a componente de capacidade possui dois patamares que correspondem ao patamar de ponta (entre 18 horas e 21 horas) e fora ponta (demais horários do dia). A tarifa de demanda no patamar de ponta é 4.3 vezes superior ao da fora ponta.

A curva em azul claro ilustra a curva de carga original deste consumidor, enquanto a curva azul tracejada indica a “nova curva de carga”, isto é, o consumo de energia por este consumidor, com Resposta da Demanda, inserção de GD e operação da bateria. A curva em cinza indica a demanda líquida, ou seja, a energia importada da rede em cada hora por este consumidor. Além disso, em tons de verde se indica a operação da bateria (carga e descarga).

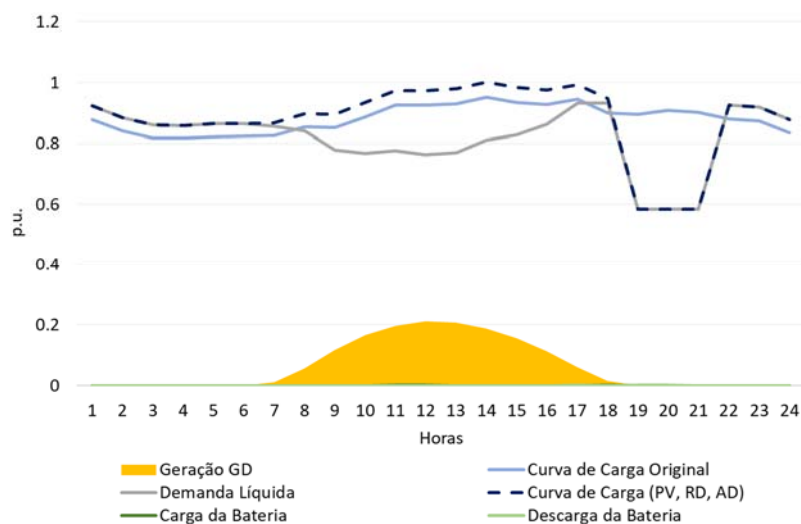


Figura 13 – Alteração da Curva de Carga – Exemplo de abordagem descentralizada.

Destaca-se que, em função da estrutura tarifária binômnia, com tarifas de demanda maiores nos horários de ponta (18 horas às 21 horas), o consumidor recebe um sinal econômico que incentiva a redução do consumo máximo neste período, deslocando o consumo entre as outras horas do dia. Dessa forma, obtém-se uma “nova curva de carga”.

Com o objetivo de avaliar a operação da bateria, acrescenta-se a Figura 14 – Operação da Bateria – Exemplo de abordagem descentralizada. na qual é possível notar que em horários de demanda de ponta, em que o preço da demanda é mais caro, a bateria descarrega provendo o serviço de energia para o consumidor, reduzindo o montante importado da rede.

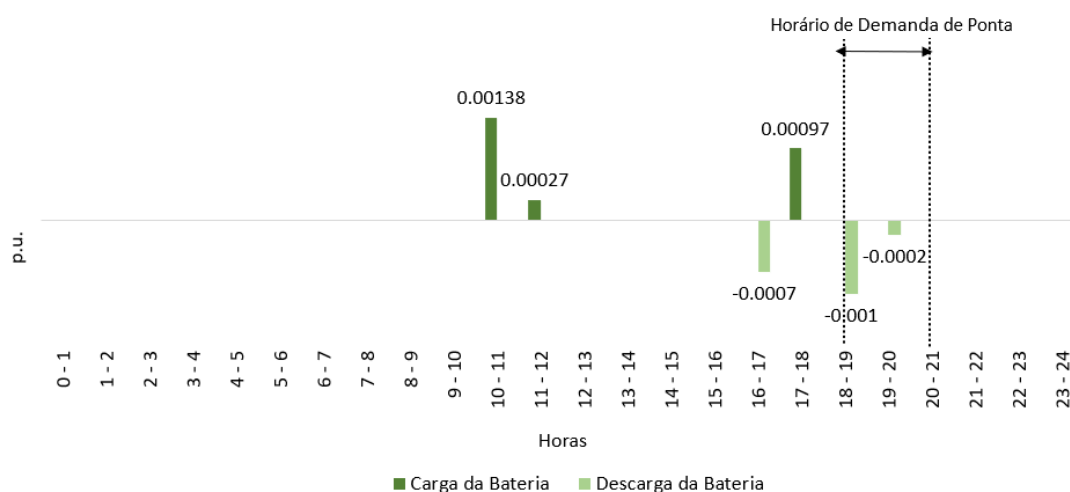


Figura 14 – Operação da Bateria – Exemplo de abordagem descentralizada.

Dessa maneira, avalia-se sob a perspectiva do consumidor a atratividade em adotar um RED. Considerando-se então, as novas de curva de carga resultantes do modelo de otimização, e novo montante de RED, pode-se avaliar os impactos e necessidades de reforços e expansão na rede de distribuição.

3.1.6 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 REDs e, no caso descentralizado, uma modificação do perfil da demanda (resposta da demanda / agregadores de flexibilidade). A expansão dos REDs e alteração do perfil de demanda, deve ser considerado como “*novo input*” para a otimização nos níveis N2 e N1 para que seja possível avaliar seus impactos no planejamento do sistema, do ponto de vista do “Operador Centralizado” e “Planejador” do sistema elétrico.

Assim, os novos valores de injeções de geração (REDs) e demanda devem ser mapeados de volta como injeções no nível das subestações, formando um novo conjunto de injeções de geração e demanda para N2. Esse conjunto de injeções “geração-demanda” corresponde a uma representação equivalente do nível N3 que é considerada na otimização do nível N2. O planejamento da expansão em N2 é então refeito para estas novas injeções, resultando em um novo conjunto de gerações 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, por exemplo, os investimentos em cada nível e os custos finais para os consumidores.

3.2 Representação dos geradores centralizados

A avaliação do planejamento da expansão da geração no longo prazo no N1, considera o parque gerador existente, além de candidatos à expansão que são selecionados pelo modelo de otimização para compor o plano de expansão de forma a minimizar o custo total de investimento somado ao valor esperado do custo operativo. Dessa forma, objetiva-se selecionar os recursos necessários para o suprimento da demanda no longo prazo, ao menor custo, considerando todas as usinas pertencentes ao SIN, a saber, hidrelétricas, termelétricas, eólicas, solar, biomassa etc., considerando a característica de cada fonte e sua sazonalidade.

Com relação às hidroelétricas adota-se uma representação individualizada das usinas pertencentes ao SIN, representando características operativas e considerando múltiplos cenários de hidrologia.

No que concerne às termelétricas, consideram-se restrições operativas, que incluem (in)flexibilidade das fontes, rampas, além de custo de partida para algumas tecnologias (como térmicas a ciclo aberto, ciclo combinado e a carvão). As premissas para os candidatos de expansão adotadas no estudo de caso são descritas no Capítulo 5.

Destaca-se ainda que fontes renováveis não convencionais, em especial eólica e solar, têm ganhado cada vez mais espaço na matriz de geração nacional. Isto se deve a fatores como o declínio dos custos de investimento nestas tecnologias e políticas de incentivos, como descontos na tarifa de transmissão. Uma vez que essas fontes se caracterizam pela não controlabilidade e despachabilidade, utilizam-se no N1 múltiplos cenários operativos para melhor representar a variabilidade da produção dessas usinas.

Os cenários são produzidos pelo *Time Series Lab* (TSL) – um modelo computacional de modelagem dos recursos renováveis, desenvolvido pela PSR. A metodologia é baseada nas seguintes funcionalidades: (i) utilização de bases de dados de reanálise para reconstrução de dados históricos; (ii) estimação não paramétrica da distribuição de probabilidade da produção de energia eólica e solar; e (iii) uma rede Bayesiana para capturar correlações espaciais entre os recursos energéticos (vento, irradiação, vazão, etc.). O principal resultado da ferramenta são os cenários sintéticos de geração renovável, com resolução horária, preservando a distribuição de probabilidade histórica e as correlações espaciais com os cenários de vazão. [8]

3.3 Representação das redes de transmissão e distribuição

Na avaliação do planejamento de expansão G&T no N1 utiliza-se uma abordagem hierárquica, considerando-se primeiramente a expansão da geração e, em seguida, a expansão da transmissão.

Durante o processo de expansão da geração, o objetivo consiste em modelar e capturar o trade-off relacionado ao investimento em geração e ao local onde os projetos devem ser construídos. Em outras palavras, objetiva-se avaliar o *trade-off* de investir em locais próximos a centros de carga a preços maiores ou investir em locais mais distantes, onde o custo de investimento dos recursos de geração pode ser inferior, mas que exige investimentos em infraestrutura de

transmissão. Nesse contexto, considera-se a representação da rede em multiáreas elétricas com restrições operativas de fluxo entre os subsistemas.

Entretanto, na avaliação das necessidades de reforços na Rede Básica (planejamento da expansão da transmissão), considera-se a representação detalhada da rede de transmissão. Os projetos de expansão de geração resultantes do planejamento da geração em N1 são “desagregados” e alocados na rede de transmissão na forma de projetos individuais. Acrescenta-se ainda que no planejamento da transmissão considera-se a representação individualizada das usinas não despachadas de forma centralizada pelo ONS (bloco de pequenas usinas)¹¹. O principal objetivo desta etapa consiste em avaliar, para diferentes cenários operativos, a necessidade de reforçar a infraestrutura de rede, permitindo que energia dos geradores em diferentes locais do sistema possa suprir a demanda de energia.

Com relação à avaliação no N2, objetiva-se analisar a rede de alta tensão das distribuidoras, que inclui trechos de rede nos níveis de tensão de 138 kV até 69 kV. A representação detalhada da rede de distribuição permite avaliar os efeitos de REDs nas perdas técnicas da rede.

Com relação à análise da rede de distribuição primária-secundária (N3), consideram-se informações acerca dos alimentadores disponibilizados na BDGD. No estudo de caso, conforme será descrito no capítulo 5, consideram-se nas simulações alguns alimentadores típicos e representativos da rede.

3.4 Representação da Demanda

Nesta seção, objetiva-se descrever a representação da demanda utilizada em cada um dos níveis da metodologia hierárquica e integrada proposta. Utiliza-se uma representação *top-down* da demanda já que a demanda total para o Sistema Interligado Nacional (SIN) utilizada no N1 é desagregada para as análises nos níveis N2 e N3.

Na análise no N1 utiliza-se a demanda nacional do Brasil, com resolução horária, contemplando consumidores do mercado cativo e do mercado livre. Com o objetivo de considerar simulações no longo prazo no estudo de caso, são consideradas projeções anuais de crescimento de carga.

Uma vez que no N1 considera-se uma representação detalhada da rede de transmissão, é preciso “desagregar” a demanda total nas barras do sistema. O primeiro passo consiste em retirar os consumidores livres e então, para o mercado cativo desagregar a demanda total nas demandas por distribuidora. Em seguida, para representar as curvas de carga nas barras de fronteira entre o N1 e N2 é necessário identificar e classificar os consumidores em cada área de concessão.

Para a obtenção da projeção de curva de carga horária no SIN, utilizam-se informações disponibilizadas no site da CCEE e dados da Campanha de Medida das Distribuidoras. O procedimento de obtenção da curva horária consiste em primeiramente obter os dados das

¹¹ As usinas que se encontram conectadas a níveis de tensão inferiores a 230 kV serão representadas na rede de distribuição (no N2). Acrescenta-se que na simulação do N1 essas usinas aparecem modeladas de forma simplificada na barra de fronteira (acoplamento N1-N2).

curvas horárias de consumo das distribuidoras, nos dias típicos, a partir do boletim “Info Mercado – Dados Horários de Consumo” disponibilizado pela CCEE.

Em seguida, no passo 2, deve-se obter a participação de cada uma das classes no consumo horário. Essa informação é obtida considerando os dados da Campanha de Medida. É importante destacar que as classes de consumo são representadas por uma tipologia de carga agregada, ou seja, ao invés de se representar as diferentes tipologias de carga para cada subgrupo tarifário e/ou classe de consumo, utiliza-se uma tipologia média de carga para cada classe.

Depois, no passo 3, é feita a projeção da demanda das distribuidoras no horizonte de estudo, de maneira individualizada, com base na carga atual e o crescimento histórico das distribuidoras, conforme dados disponibilizados pelo CCEE e considerando informação da projeção de crescimento da demanda do PDE 2029.

Assim, no passo 4, é feita a conversão dos dados com resolução anual (obtidos no passo 3) para dados horários e sazonais a partir dos valores percentuais calculados com as informações dos passos 1 e 2. Dessa maneira é possível obter um perfil de carga horário e que varia nos meses do ano. Ressalta-se que neste estudo assume-se a premissa que o perfil de consumo varia entre os meses do ano, mas não varia entre os anos.

Este procedimento para obtenção da projeção de carga em cada uma das distribuidoras é resumido na Figura 15.

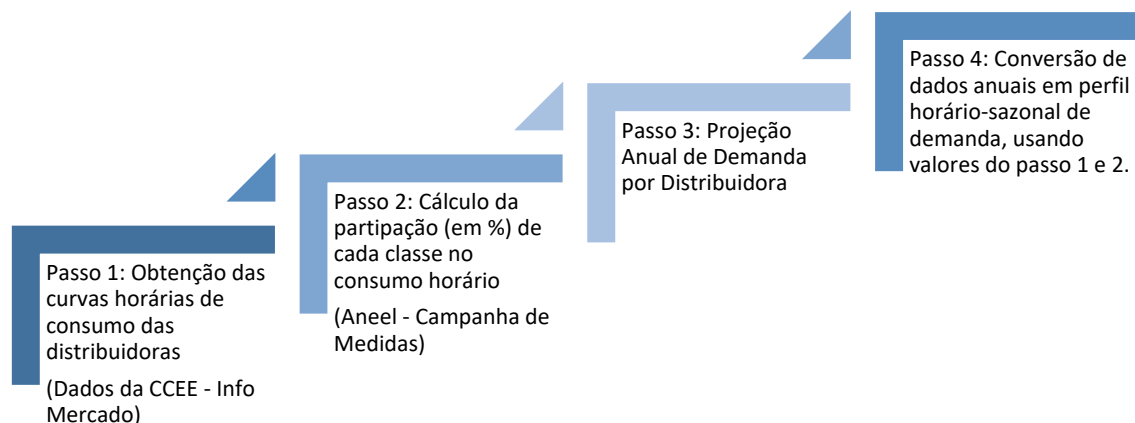


Figura 15 – Passo a passo para projeção da demanda com perfil horário.

Acrescenta-se ainda que a curva de carga horária para os consumidores livres é obtida através de informações da base da TUST e informações de perfis típicos de consumidores industriais.

3.5 Representação REDs

Conforme mencionado neste relatório e nos relatórios do produto 2, a inserção de REDs com mecanismos que permitem prover serviços para o sistema elétrico impactou os segmentos de geração, transmissão e distribuição, além das atividades de operação e planejamento do sistema elétrico.

No ponto de vista do planejamento, é importante avaliar como os serviços prestados pelos recursos distribuídos impactam nas necessidades de expansão do sistema elétrico. Para isso é

primordial que as características e atributos destes recursos sejam inseridos nos modelos de planejamento da expansão para que se possa obter uma expansão indicativa que aponte para as reais necessidades do sistema com a presença de REDs.

Assim, nesta seção serão apresentados os recursos considerados como candidatos no planejamento da expansão, incluindo os REDs e aspectos da sua modelagem considerados em cada um dos três níveis da proposição metodológica apresentada na seção 3.1.

3.5.1 Recursos Candidatos no N1

Conforme apresentado na seção 3.1, o planejamento no N1 consiste na expansão hierárquica da geração e transmissão, considerando uma representação horária, mas simplificada da rede de distribuição (níveis N2 e N3). Portanto, na análise no N1 considera-se uma representação detalhada do parque gerador e da rede de transmissão do sistema.

Nesse sentido, no nível N1, os candidatos ao modelo de expansão da geração podem compreender fontes térmicas, hidroelétricas, renováveis não convencionais, usinas a biomassa, além de baterias.

É válido destacar que, conforme mencionado na seção 3.1.1, não será contemplada a expansão da resposta da demanda por incentivo no N1. Porém, ressalta-se que será utilizada a representação de demanda elástica para modelar a capacidade de Resposta da Demanda por Incentivo existente. Nesta representação é preciso definir a quantidade total de energia (GWh ou o equivalente em MW) e o preço pelo qual a demanda está disposta a pagar pela energia. Nos momentos em que o preço spot for superior ao “preço da demanda elástica”, a demanda elástica não é suprida. Dessa forma avalia-se, no ponto de vista da operação, a possibilidade de atendimento ou interrupção no suprimento da parcela elástica da demanda, o que na perspectiva do sistêmica se aproxima da atuação da resposta da demanda por incentivo¹².

Os recursos de geração e armazenamento (baterias) são contemplados como candidatos ao modelo de expansão e para que sejam modelados é preciso definir a capacidade instalada dos recursos, localização dos candidatos, isto é, as barras de conexão na Rede Básica, taxa de desconto anual do projeto e vida útil, em anos, para representar o tempo de amortização do custo de investimento total do projeto. Além disso, devem ser definidos os custos de investimento destes recursos, e, conforme desejado, os custos de operação, manutenção e integração do recurso à rede. Acrescenta-se que para os candidatos térmicos é importante definir informações sobre os combustíveis, para as hidroelétricas, informações sobre os cenários de hidrologia e para as renováveis não convencionais cenários de geração.

Com relação aos candidatos ao modelo de expansão da transmissão, pode-se considerar tecnologias de armazenamento, circuitos e transformadores. Para os candidatos tradicionais de rede (circuitos e transformadores) é importante definir custo de investimento dos recursos, vida útil, capacidade instalada, localização na rede, além de parâmetros como resistência e reatância.

¹² No Anexo 1 é apresentado um exemplo e maior detalhamento da aproximação da RD por Demanda Elástica

3.5.2 Recursos Candidatos no N2

Na avaliação do planejamento de expansão do sistema de alta tensão da rede de distribuição, do ponto de vista dos REDs, consideram-se entre os candidatos a geração solar fotovoltaica e armazenamento distribuído (bateria). Dessa forma, estes REDs são modelados de forma endógena no planejamento da expansão. Para a geração distribuída fotovoltaica e armazenamento distribuídos é importante definir a capacidade instalada dos candidatos, pontos de conexão à rede, taxa de desconto anual do projeto e vida útil.

Além disso, é preciso definir os custos de investimento desses recursos. É importante destacar que se sugere que o modelo de planejamento da expansão seja capaz de considerar a evolução dos custos de investimentos dessas tecnologias ao longo dos anos de análise principalmente porque avanços tecnológicos têm sido essenciais para reduzir os custos de investimento e aumentar a atratividade destes recursos. Destaca-se ainda que para a geração solar fotovoltaica, é importante contemplar nas avaliações múltiplos cenários de geração para capturar a imprevisibilidade, *estocasticidade* e não *despachabilidade* do recurso e, assim, melhor capturar os serviços que podem prover ao sistema elétrico.

Com relação à Resposta da Demanda por Incentivo no N2, sugere-se a utilização de cenários de sensibilidade com diferentes níveis de penetrações de RD. A utilização de custos de incentivo que não reflitam os incentivos e gastos reais para adoção de mecanismos de Resposta da Demanda pode levar a uma expansão deste RED que não seja condizente com o que ocorrerá na realidade. Nesse sentido, uma RD por incentivo com custos subestimados, por exemplo, pode resultar em uma “sobre oferta” de RD, que ao não se materializar no longo prazo exponha o sistema a fragilidades. Nesse sentido, entende-se que a utilização de cenários de sensibilidade e, que possam ter diferentes probabilidades de ocorrência associada, permitem avaliar de forma mais cautelosa a penetração de RD e benefícios para o sistema.

3.5.3 Recursos Candidatos no N3

Na expansão no N3, avalia-se a rede de distribuição primária e secundária da distribuidora. Conforme mencionado na seção 3, se utilizará no estudo de caso no subproduto 3.3 a abordagem centralizada no N3 já que serve como um *benchmark* para avaliar os incentivos que direcionam a expansão descentralizada dos REDs.

Assim, na visão centralizada, entre os REDs pode-se considerar entre os candidatos geração solar fotovoltaica e baterias, definindo-se o mesmo conjunto de dados de entrada descritos na seção 3.5.2. Além disso, conforme abordagem no N2, sugere-se considerar cenários de sensibilidade para avaliar a RD através da representação de demanda elástica que permite capturar, no ponto de vista da operação do sistema, os serviços prestados pela RD.

Destaca-se ainda que na análise do N3 os veículos elétricos são modelados como carga, não contemplando, portanto, a representação *vehicle-to-grid*^{13,14}. Para modelar a penetração e inserção de VEs no estudo de caso serão consideradas informações de mobilidade elétrica fornecidas pela EPE para veículos leves e pesados. Com base nessas informações e assumindo-se premissas de carga e descarga de VEs, eles serão contemplados na demanda. É válido lembrar que dependendo da penetração de VEs e forma de recarga, os impactos na curva de carga podem ser distintos, influenciando os serviços/reforços necessários no ponto de vista do planejamento da expansão.

¹³ Entendemos que a atratividade em adquirir VE é influenciada pelos custos e benefícios ao comparar-se VE com veículos tradicionais. Esse trade-off de investir em VE ou tradicionais, considerando, por exemplo, preços e evolução de custos de combustíveis, não são capturados de forma endógena no modelo de otimização.

¹⁴ No Anexo 2 estão indicados desafios que devem ser endereçados para desenvolvimento de aplicações V2G.

4 CUSTOS E BENEFÍCIOS CONTEMPLADOS NA METODOLOGIA PROPOSTA

Conforme abordado no subproduto 2.2, os Recursos Energéticos Distribuídos podem resultar em diversos impactos nos sistemas elétricos, incluindo efeitos nos custos de operação e investimento no sistema, na flexibilidade operativa, confiabilidade e resiliência, qualidade do fornecimento de energia, serviços ancilares, dentre outros. De forma geral, estes impactos podem ser traduzidos em custos e benefícios (ou custos evitados) em função dos serviços que os diferentes REDs podem fornecer ao sistema elétrico.

Assim, na temática de integração dos REDs aos sistemas elétricos, na ótica do planejamento é primordial avaliar os custos e benefícios atrelados aos serviços prestados por estes recursos.

De acordo com o levantamento do estado da arte realizado no produto 2, análises de custo-benefício podem ser conduzidas por meio de metodologias que avaliam explicitamente os custos e benefícios ou metodologias que implicitamente buscam capturá-los. De forma geral, as abordagens explícitas buscam a priori estimar e monetizar os custos e benefícios, enquanto as implícitas consideram os REDs como recursos candidatos nos modelos de planejamento da expansão do sistema, contemplando assim os custos e benefícios. Na abordagem implícita, os serviços que REDs podem prestar são representados por meio de restrições no modelo de otimização.

A metodologia proposta de planejamento hierárquico e integrado se aproxima de abordagens que implicitamente contemplam os custos e benefícios das fontes na medida em que considera os REDs como recursos candidatos ao planejamento da expansão. O mix ótimo corresponde aos recursos que minimizam os custos sistêmicos totais de investimento e operação, contemplando as diversas restrições operativas, que incluem, por exemplo, atendimento da demanda, reserva operativa, restrições de rede, operação dos equipamentos (como térmicas, baterias etc.), dentre outros.

Assim, este capítulo tem como objetivo avaliar como os custos e benefícios dos REDs podem ser capturados na metodologia proposta.

Destaca-se que o objetivo deste estudo não consiste em avaliar o custo e/ou benefício individual de cada RED ao sistema elétrico. Porém, através da metodologia proposta é possível conduzir estudos e análises de sensibilidade que busquem avaliar quais os impactos em termos de custos e benefícios dos REDs.

Acrescenta-se ainda que nos estudos de caso serão considerados dois casos de estudo. Um caso de estudo contempla os REDs entre candidatos nos modelos de expansão nos níveis N1, N2 e N3, e outro caso que não considera REDs entre os candidatos. Dessa forma, comparando-se os custos totais será possível avaliar como os REDs de forma conjunta impactam na expansão do sistema.

A seguir, apresenta-se como cada serviço e impacto dos REDs mencionados nas atividades do produto 2 são contemplados na metodologia proposta.

4.1 Serviços de Geração e Capacidade

As análises no nível N2 e N3 consideram um modelo de otimização cuja função objetivo corresponde a minimizar a soma de custos de investimentos em REDs, custos operativos de recursos locais e custos de adquirir serviços da Rede Básica (na análise no N2) ou da Rede de Alta Tensão da Distribuidora (na análise no N3).

O modelo de otimização é capaz de avaliar o *trade-off* entre operar com recursos existentes ou investir em novos ativos capazes de prover serviços de geração e capacidade. A geração distribuída e o armazenamento distribuído são recursos candidatos a prover os serviços de geração, enquanto, geração distribuída, armazenamento distribuído e resposta da demanda¹⁵ podem contribuir com serviços de capacidade, ao permitir, por exemplo, deslocar o pico de demanda, alterar a curva de carga.

Com o objetivo de avaliar os serviços providos por esses REDs e seus efeitos no sistema elétrico pode-se considerar a metodologia proposta para simular um caso de estudo considerando REDs como candidatos à expansão, e outro caso, sem inserir os REDs entre os candidatos. Assim, comparando-se o custo total (custo de investimento somado ao custo de operação) entre estes dois casos é possível observar os custos e benefícios decorrentes da penetração de REDs.

Destaca-se que os serviços de capacidade que a RD pode prover ao sistema podem ser capturados do ponto de vista da operação do sistema ao se representar este recurso por meio da demanda elástica. Suponha, por exemplo, o caso de um consumidor industrial cuja disposição em consumir energia para, por exemplo, ligar as máquinas e iniciar sua produção, seja indicada por meio do preço da demanda elástica. Suponha que o preço de energia (preço spot) está elevado em uma região em função de congestionamento da rede e que este preço é maior do o preço da demanda elástica. Neste caso, este consumidor não consome energia da rede e, portanto, sua demanda não é suprida. Ou seja, é como se o consumidor optasse por não comprar energia para acionar os equipamentos, pois o preço de compra é maior do que sua “disposição a pagar”. Porém, se o preço *spot* for menor, este consumidor iria adquirir energia e iniciar sua produção. Dessa forma, é possível capturar através desta representação os serviços de capacidade que a RD pode proporcionar na operação do sistema.

Ressalta-se ainda que, conforme abordado no produto 2, os veículos elétricos na tecnologia *vehicle to grid* (V2G) podem proporcionar serviços de geração e capacidade. Contudo, neste projeto não se representa a tecnologia V2G e assim, não permite capturar os benefícios e custos decorrentes desta forma de tecnologia de Veículos Elétricos.

4.2 Serviços de Flexibilidade

Ao considerar armazenamento distribuído e geração distribuída como candidatos para o modelo de otimização nos níveis N2 e N3 é possível avaliar como esses recursos impactam na flexibilidade operativa do sistema. Por exemplo, a geração distribuída fotovoltaica por tratar-se de recurso estocástico e não controlável, não pode prover flexibilidade ao sistema elétrico. Em

¹⁵ A Resposta da Demanda é aproximada por meio da representação de Demanda Elástica

contrapartida, o armazenamento distribuído, com rápida velocidade de atuação, pode contribuir com o atributo de “flexibilidade” e modulação da curva de carga.

Uma vez que o modelo de otimização contempla entre as restrições operativas o atributo de flexibilidade no sistema, na medida em que se consideram REDs entre os candidatos a expansão, é possível avaliar os impactos dessas fontes neste serviço.

Destaca-se que ao se representar a RD por Incentivo como demanda elástica ela se caracteriza, no ponto de vista da operação, como demanda interrompível e despachável. Contudo, na metodologia proposta não é possível avaliar o impacto dos veículos elétricos na flexibilidade operativa, uma vez que não se considera a representação V2G.

4.3 Serviços Ancilares

Alguns REDs podem prover serviços ancilares quando autorizados pelo arcabouço regulatório. Entre os serviços ancilares estão serviços relacionados à regulação de tensão, *black start*, reserva operativa e regulação de frequência.

Sob a perspectiva da reserva operativa, a metodologia proposta permite avaliar como a geração distribuída impacta o requisito de reserva e como os REDs, especificamente o armazenamento distribuído, podem auxiliar a prestar este serviço ao sistema. O modelo de otimização representa uma restrição para atendimento da reserva operativa do sistema e permite adicionar o armazenamento distribuído como recurso capaz de prover este serviço. Embora a resposta da demanda possa contribuir e impactar na reserva operativa, na metodologia proposta e no estudo de caso não é possível avaliar o efeito deste RED neste serviço.

Além disso, para avaliar os efeitos dos REDs na regulação de tensão, é possível acoplar ao modelo um módulo de planejamento de potência reativa para analisar a necessidade de reforços de reativo em decorrência da presença de REDs. O planejamento de reativo pode ser feito após a expansão do sistema de distribuição em alta tensão (N2). A comparação dos reforços de potência reativa entre os casos de estudo com e sem REDs como candidatos à expansão no N2, permite avaliar como a presença de REDs no N2 impacta na necessidade de reforços de potência reativa para regulação de tensão. Acrescenta-se ainda que ao avaliar a expansão de potência reativa e controle de tensão, pode-se considerar além de recursos tradicionais, armazenamento distribuído e geração distribuída conectada à rede via inversor entre os candidatos.

É válido destacar que a avaliação do planejamento de reativo requer a utilização de um fluxo de potência não linearizado AC que resulta em aumento do esforço computacional. Assim, conforme mencionado na seção 3.1.3, é interessante que a ferramenta de planejamento de reativo utilize técnicas para suavizar a complexidade computacional.

Ressalta-se que embora a metodologia possibilite acoplar um módulo de planejamento de potência reativa no sistema, no estudo de caso não serão conduzidas simulações de avaliação de suporte de reativo.

Acrescenta-se ainda que a metodologia proposta não permite avaliar o efeito dos REDs em relação à regulação de frequência e *black start*.

4.4 Impactos na Qualidade do Suprimento de Energia – Perdas elétricas

Na metodologia proposta é possível avaliar os efeitos dos REDs nas perdas técnicas do sistema. Esses efeitos são capturados na medida em que se considera um fluxo de potência contemplando as perdas ôhmicas.

É importante destacar que dependendo das características da rede de distribuição, tipos, quantidade e localização dos REDs na rede, os efeitos nas perdas técnicas são distintos. Assim, ao se utilizar uma representação do sistema que contempla redes elétricas e candidatos de REDs definidos por barra, o modelo de otimização considera o *trade-off* de investir em diferentes recursos e em distintas localidades da rede.

Assim, o método proposto permite avaliar, como investimentos em geração distribuída e armazenamento distribuídos impactam nas perdas técnicas do sistema. Com relação à RD, o modelo permite avaliar como este recurso pode, na operação do sistema, impactar as perdas técnicas. Uma vez que a expansão de RD é exógena, a expansão da RD não é uma variável de decisão do modelo de otimização que então não é capaz de avaliar o *trade-off* de se investir em RD e aumentar/diminuir as perdas técnicas.

4.5 Impactos na Confiabilidade do Sistema

Os REDs na medida em que podem contribuir para evitar interrupções no suprimento de energia e até servir de *back up*, no caso do armazenamento distribuído, podem contribuir para a confiabilidade do sistema.

Na metodologia proposta, ao se incluir REDs entre os recursos candidatos à expansão, se contempla a possibilidade de contribuírem para evitar interrupções no suprimento de energia. Por exemplo, se o plano ótimo de expansão no N2 incluir um gerador fotovoltaico e o perfil de carga da região for tal que o consumo maior de energia seja próximo ao meio do dia (coincidente com maior irradiação solar), esta GD contribui para o atendimento da carga.

Entretanto, entende-se que o método proposto não contempla a avaliação dos serviços de confiabilidade que podem ser providos pelos REDs na medida em que métricas de confiabilidade não estão inseridas na metodologia proposta. Em outras palavras, não é possível avaliar como mecanismos de resposta da demanda ou armazenamento distribuído, por exemplo, podem atuar de forma a evitar a ocorrência de déficit no sistema dado um critério de confiabilidade.

É válido destacar que, de acordo com a revisão da literatura, os impactos dos REDs nos serviços de resiliência e confiabilidade são citados como difíceis de serem capturados uma vez que não existe uma única métrica que indique a resiliência do sistema frente a diferentes eventos de alto impacto [9]. Acrescenta-se ainda que, em casos mais desafiadores de avaliação dos serviços e impactos dos REDs estudos especiais podem ser conduzidos com o objetivo de buscar capturar o efeito dos REDs nos sistemas elétricos e depois buscar definir uma metodologia de cálculo dos seus custos e benefícios. Nesse sentido, um estudo especial conduzido pelo Laboratório de Berkeley, em parceria com a *Nexant*, foi desenvolvido para criar uma calculadora para estimar custos de interrupção e benefícios associados a melhorias de confiabilidade. [10] A tentativa de

valorar os serviços através de estudos especiais, ratifica a dificuldade em se avaliar os custos e benefícios dos REDs associados a confiabilidade e resiliência.

Em [9] é introduzida uma metodologia genérica para avaliar como um investimento (inclusive em REDs) é capaz de impactar a resiliência do sistema. Entretanto, no Brasil existem diferentes fontes de perturbação, que variam também nas diferentes regiões do país, sendo algumas com incidência sazonais.

Porém, se condições adversas no sistema que levam a cortes de carga puderem, por exemplo, ser associadas a taxas de indisponibilidade forçada de equipamentos do sistema, pode-se avaliar a operação do sistema considerando, por exemplo, simulações Monte Carlo. Neste caso, através das simulações pode-se avaliar a probabilidade de corte de carga (LOLP – *Loss of Load Probability*) e/ou Valor Esperado da Energia não Suprida (EENS – *Expected Energy Not Supplied*) em um cenário base (sem a presença de REDs) e em um cenário considerando os recursos distribuídos. Assim, com auxílio de um módulo de avaliação de resiliência e/ou confiabilidade do sistema seria possível, avaliar benefícios que os REDs podem proporcionar ao sistema.

4.6 Impactos nos Custos de Investimento e Operação

Os custos de investimento em geração distribuída e armazenamento distribuído são definidos como dado de entrada nos modelos de otimização nos três níveis. Esses custos correspondem aos gastos necessários para adquirir e integrar estes recursos à rede, além de custos de operação e manutenção. Considerando-se informações dos custos dos REDs e dos outros recursos e dos serviços e benefícios proporcionados, o modelo de otimização define o *mix* ótimo de recursos no sistema.

Com relação à resposta da demanda, a metodologia permite avaliar como que este RED impacta nos custos operativos do sistema, ao usar a representação de demanda elástica para aproximar a RD por incentivo no sistema. Além disso, com relação aos veículos elétricos, ressalta-se que como são modelados como cargas no sistema, não é possível capturar os custos decorrentes desta tecnologia de transporte.

Destaca-se ainda que no relatório do produto 2.2 foram mencionados cinco custos associados à presença dos REDs que correspondem a custos de medição, integração à RED, custos de incentivo, além dos custos administrativos e custos de verificação e medição. Entretanto, conforme mencionado neste mesmo relatório, não foram encontradas na revisão da literatura metodologias que permitissem calcular ou monetizar os gastos decorrentes das atividades de administração, verificação e medição. Por isso, estes custos não estarão contemplados nos custos de investimento dos REDs. Entretanto, é válido destacar que, caso se conheça uma estimativa para estes valores, é possível representá-los aumentando o custo de investimento dos REDs ou os custos associados à operação e manutenção.

4.7 Impactos Ambientais

A metodologia proposta permite avaliar como a presença de recursos energéticos distribuídos podem impactar na emissão de gases poluentes (CO₂) restrito à operação do sistema, ou seja, sem considerar as questões de cadeia produtiva de equipamentos.

Na análise no nível N2 se otimiza a compra de serviços do N1 e o investimento em REDs, que neste estudo compreende geração distribuída, mais especificamente geração solar fotovoltaica, armazenamento distribuído (baterias)^{16,17}. Como os REDs em estudo são tecnologias não poluentes, para cada RED investido na expansão no nível N2, reduz-se a emissão de CO2 decorrente do menor acionamento de usinas termelétricas do sistema. Portanto, para o estudo de caso e avaliação dos impactos ambientais em função da presença de REDs, será considerado que um novo RED no N2 resultaria em redução da demanda líquida observada pelo N1, que reduziria as emissões.

A Tabela 4, resume os impactos decorrentes da presença de cada um dos REDs e que se traduzem em custos/benefícios para o sistema são contemplados na metodologia proposta.

Tabela 4: Resumo dos impactos dos REDs (custos/benefícios) contemplados na metodologia proposta.

	Custos de Investimento e Operação	Geração	Capacidade	Reserva Operativa	Confiabilidade/Resiliência	Impacto nas Perdas	Flexibilidade	Impactos Ambientais
Resposta da Demanda	✓	✗	✓	✗	✗	✓	✓	✗
Geração Distribuída	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓
Armazenamento Distribuído	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✗
Veículo Elétrico	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗

Esta tabela é um resumo e inclui de forma exaustiva e detalhada os serviços e aspectos contemplados dos REDs.

Em que:

- ✓ Indica que o efeito deste RED é representado/capturado, resultando em custo ou benefício contemplado pelo modelo de otimização.
- ✓ Indica que o efeito deste RED é representado/capturado no ponto de vista da operação do sistema.
- ✗ Indica que o efeito deste RED não é representado/capturado, não sendo possível avaliar seus custos/benefícios

¹⁶ Os veículos elétricos também são avaliados neste trabalho. Contudo, como na metodologia proposta são modelados apenas no N3, não foram mencionados aqui.

¹⁷ O recurso de resposta da demanda é avaliado sob a ótica da operação do sistema, sendo aproximado pela representação de demanda elástica.

5 DEFINIÇÃO DO ESTUDO DE CASO

Este capítulo tem como objetivo descrever o estudo de caso considerado para ilustrar a metodologia proposta de planejamento da expansão. Além disso, são apresentadas as premissas consideradas no estudo de caso. Considerando a característica inovadora da metodologia proposta e a construção do estudo de caso, é possível que alterações relacionadas às premissas sejam feitas ao longo do processo. Portanto, o conteúdo deste relatório deverá ser visto como uma indicação inicial de diretivas e premissas para o estudo de caso e que com o decorrer do desenvolvimento poderá ser revisado.

5.1 Horizonte de estudo

A expectativa é aplicar a metodologia proposta nos três níveis para o horizonte de estudo de 5 anos, considerando como ano inicial de simulação 2030. Portanto, os horizontes de simulação e análise nos níveis N1, N2 e N3 devem ser horários e compreender os anos de 2030 até 2035.

Destaca-se que os *softwares* para a simulação do estudo de caso estão sendo desenvolvidos e ajustados no decorrer do projeto para também permitir incorporar as sugestões, comentários da EPE e sempre que possível endereçar os principais pontos e preocupações da instituição. Dessa forma, o horizonte de estudo pode precisar ser alterado em troca de endereçar as funcionalidades e os testes da metodologia.

5.2 Premissas do estudo de caso

Esta seção tem por objetivo indicar as premissas consideradas no estudo de caso, que incluem premissas relacionadas aos dados de entrada dos candidatos à expansão no N1, N2, N3, além de premissas com relação à demanda e de cálculo da TUST e TUSD utilizadas, respectivamente, nos acoplamentos N1-N2 e N2-N3.

5.2.1 Dados dos candidatos de expansão

5.2.1.1 Candidatos no N1

- *Expansão da Geração*

Para os candidatos de geração no N1 consideram-se as seguintes premissas indicadas na Tabela 5 como dado de entrada no modelo. Para os candidatos de hidroelétrica as premissas de CAPEX e OPEX são apresentadas na Tabela 6. Acrescenta-se ainda que a premissa para taxa de desconto de todos os projetos é de 8%.

Tabela 5: Premissas de candidatos de geração (Referência de custos - 2019). Fonte: [11]

Candidato	CAPEX [R\$/kWinst]	OPEX [R\$/kW ano] ¹⁸	Vida útil
Solar Fotovoltaica*	2400	180	20
Eólica*	4800	280	20

¹⁸ Corresponde aos Encargos + O&M Anual

Hidro	- ¹⁹	-	30
Biomassa (Bagaço de Cana)	4000	280	20
GNL Flexível	3800	380	20
GNL Parcialmente Flexível (50%)	2100	380	20
Gás Natural (Pré Sal)	5000	440	20
Gás Natural Ciclo Aberto	2700	450	20
Carvão Nacional	8000	740	25
Bateria*	6000	310	20

* Os custos de investimento evoluem ao longo do tempo na tentativa de capturar a redução no custo de investimento dessas tecnologias que refletem em aumento de competitividade destes recursos.

Tabela 6: Premissas de candidatos de geração hidroelétrica (Referência de custos - 2019). Fonte: [11]

Candidato de Hidroelétrica	CAPEX [R\$/kWinst]	OPEX [R\$/kW ano]
Mirador	10249.1	550
Maranhao Bai	9889.6	550
Parana	9757.4	550
Foz Piquiri	11564.3	550
Saudade	9371.2	550
Foz do Xaxim	10160.7	550
Santo Antonio	6916.1	450
Iguacu	7420.9	450
P.Galeano	8109.3	450
Jatoba	8406.7	530

Observa-se, a partir da Tabela 5, que os projetos candidatos incluem hidroelétricas, térmicas a carvão, gás natural a ciclo combinado e ciclo aberto, biomassa, eólicas, solares e baterias. A evolução dos custos de fontes eólicas, solares e baterias ao longo dos anos de simulação é indicada na Tabela 7, com base em premissas utilizadas pelo NREL [12].

Tabela 7: Premissas de evolução de custos de solares, eólicas e baterias no N1. Fonte: [12]

Ano	Solar		Eólica		Baterias	
	CAPEX [R\$/kWinst]	OPEX [R\$/kWano]	CAPEX [R\$/kWinst]	OPEX [R\$/kWano]	CAPEX [R\$/kWinst]	OPEX [R\$/kWano]
2030	2916.6	180.0	4160.0	273.4	4800.0	248.0
2031	2858.3	191.7	4096.0	269.2	4680.0	241.8
2032	2800.0	187.8	4032.0	265.0	4560.0	235.6
2033	2741.6	184.0	3968.0	260.7	4440.0	229.4
2034	2625.0	176.3	3904.0	256.6	4320.0	223.2
2035	2566.6	172.5	3840.0	252.3	4080.0	217.0

¹⁹ O Capex e Opex varia entre as hidroelétricas e, então, as premissas para os candidatos de hidroelétrica são apresentadas na Tabela 6.

Adicionalmente, apresentam-se as premissas operativas para os candidatos de bateria centralizada na Tabela 8.

Tabela 8: Premissas operativas das baterias no N1. Fonte: [12]

Eficiência de carga e descarga	90%
Relação kWh/kW	3

Em relação à premissa de preço utilizada para resposta da demanda, sugere-se utilizar como base a mesma oferta de preços do projeto piloto de Resposta da Demanda instituído pela Resolução Normativa nº 792/2017 [13]. De acordo com os relatórios publicados pela CCEE, o preço de Resposta da Demanda ofertados pelos consumidores industriais do Nordeste foi de 350R\$/MWh. Entende-se que este preço possa ser adotado para todos os consumidores industriais representados no caso de estudo.²⁰

- *Expansão da Transmissão*

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

Com o objetivo de se definir os custos de investimento em infraestrutura de rede, considera-se a seguinte metodologia. Destaca-se que neste procedimento são considerados não somente custos de equipamentos, mas também custos de *bay* de conexão, proteção e equipamentos de controle.

- Passo 1: Define-se o nível de tensão do circuito candidato, resistência (R%), reatância (X%) e frequência natural.
- Passo 2: A partir de parâmetros técnicos de diferentes tipos de condutores (exemplo: MCM, GMR - raio médio geométrico do condutor) é possível estimar as grandezas R%/km, X%/km e ampacidade máxima.
- Passo 3: Assume-se uma configuração de números de condutores por fase e distância entre fases.
- Passo 4: Para cada tipo de condutor e configuração de linha, estima-se o comprimento de linha considerando os valores originais de resistência e reatância.
- Passo 5: Escolhe-se o tipo de condutor e configuração de linha que minimiza o erro do comprimento estimado através da reatância e o comprimento estimado através da resistência.

²⁰ Entende-se que a Resposta da Demanda a preços varia entre os consumidores e /ou grupos de consumo em decorrência de perspectivas individuais. Por exemplo, para consumidores industriais e comerciais, a RD é função de aspectos como equipamentos e máquinas utilizadas. Para consumidores residenciais, por exemplo, a resposta ao preço pode variar em função da tarifa de energia e da sua disposição em ter parte do consumo de energia interrompido ou alterado. Nesse sentido, entende-se que uma abordagem *bottom-up* melhor capturaria a disposição individual dos consumidores a responderem a preços. Uma vez que o objetivo consiste em capturar através do planejamento centralizado, de longo prazo, o impacto da RD no planejamento do sistema elétrico brasileiro, entende-se que simplificações podem ser consideradas.

- Passo 6: Considerando-se essas informações e características da linha estimam-se os custos de investimento considerando informações do banco de preços da ANEEL [14].
- Passo 7: Para transformadores se utilizam curvas não lineares que relacionam o custo estimado com a capacidade de transformação entre dois níveis de tensão (barra de/barra para). Essas curvas são obtidas através de banco de preços de ativos de transmissão, como o banco da ANEEL.

5.2.1.2 Candidatos no N2

O objetivo da análise no N2 consiste em avaliar a rede de alta tensão da distribuidora. Assim, conforme mencionado no capítulo 3, é preciso definir parâmetros para os recursos distribuídos candidatos à expansão.

A Tabela 9 indica as premissas econômicas para a geração distribuída, referenciados a 2020, considerando dados do Relatório da Greener [15]. Assume-se que em 2030 (ano inicial de simulação), os custos de investimento serão 30% inferiores aos indicados na Tabela 9 e se manterão nesse patamar entre os anos de 2030 a 2035.

Tabela 9: Premissas para geração distribuída fotovoltaica – Junho 2020.

Consumidor	Capacidade [kWp]	CAPEX [R\$/Wp]	OPEX [% CAPEX/ano]
Residencial	4	4.76	1.8%
Comercial	50	3.70	1.8%
Industrial	1000	3.49	1.8%

A Tabela 10 indica as premissas consideradas para os candidatos de baterias, no ano de 2030 a 2035.

Tabela 10: Premissas para as baterias (armazenamento distribuído) – 2030. Fonte:[16]

Custo de Investimento (CAPEX)	R\$ 1800/kWh ²¹
Eficiência de carga e descarga	90%
Relação kWh/kW	2

Além disso, conforme mencionado no capítulo 3, para o estudo de caso com REDs, sugere-se considerar um cenário de expansão de RD por incentivo, definido de forma exógena, na avaliação da operação do sistema. Em outras palavras, um cenário de penetração de RD por Incentivo (cenário de sensibilidade) é definido externamente ao modelo de otimização²² e este montante de RD é considerado na simulação operativa do sistema no N2 através da representação de Demanda Elástica.

²¹ Obtido a partir da média aritmética de CAPEX projetado para baterias íon lítio de uso doméstico e comercial, considerando-se a conversão de 6 Reais Brasileiros para 1 Libra Esterlina.

²² A EPE deve amparar a PSR na definição dos dados e fornecer as premissas de expansão de RD.

Dessa forma, para este cenário de sensibilidade é preciso definir a demanda, por classe de consumo, que adere aos mecanismos de RD por incentivo (Representado por demanda elástica) e o preço de energia (R\$/MWh) a partir do qual essa demanda permita ter parte ou todo o consumo interrompido. No Anexo 1 é apresentado um exemplo hipotético da modelagem de RD através da Demanda Elástica que permite melhor identificar os dados de entrada que devem ser definidos.

5.2.1.3 Candidatos no N3

A análise no N3 consiste em avaliar a rede primária e secundária da distribuidora, considerando REDs como candidatos no modelo de expansão.

Com relação aos custos de investimento e premissas de geração distribuída e armazenamento distribuído, consideram-se os mesmos valores do N2, indicados na seção anterior. Uma vez que os veículos elétricos são modelados como carga, as premissas de penetração e projeção consideradas correspondem às projeções realizadas pela EPE para veículos leves e pesados.

No que se refere à RD por Incentivos, sugere-se considerar no N3 a mesma representação adotada no N2, isto é, considerar uma premissa de penetração de RD, definido de forma exógena. Em outras palavras, a penetração de RD por incentivo é definida externamente ao modelo de otimização, com premissas definidas pela EPE, e este montante de RD é considerado na simulação operativa do sistema no N3.

5.2.2 Dados de demanda

No estudo de caso, considera-se uma abordagem *top-down* para representar a demanda nos três níveis, conforme descrito no capítulo 3.

Para a demanda total do SIN no horizonte de estudo, considera-se a projeção de demanda definida no PDE 2029 até o ano de 2033. Para os outros anos de estudo, aplica-se uma taxa de crescimento anual fixa de 2.8% (que é a taxa adotada entre 2029 e 2033 no PDE 2029).

Na simulação do N1 representam-se nas barras de fronteira entre o N1 e o N2 as tipologias horárias agregadas para os consumidores de cada subcategoria tarifária. Dessa forma, o valor de demanda do SIN é “desagregado” nas barras do N1 e nas barras de fronteira entre o N1-N2.

Com o objetivo de “desagregar” a demanda total, utilizam-se informações do crescimento histórico das distribuidoras disponibilizada pela CCEE, além de informações da curva de carga das campanhas de medidas, por dia típico. Assim, para as simulações do estudo de caso no longo prazo (2030 até 2035), consideram-se projeções da PSR da evolução do consumo de energia desses grupos/classes de consumo para obter tipologias horárias agregadas. Assim, obtém-se para cada ano de estudo, em cada área de concessão e dia típico, uma tipologia agregada para cada grupo/classe de consumo. Essas tipologias de carga horária são então utilizadas para definir a curva de carga em cada dia típico na barra de fronteira N1-N2, em proporção ao consumo de energia de cada grupo/classe de consumo na área de concessão. Assume-se, que a mesma curva de carga, em p.u, é utilizada nas barras de fronteira N1-N2, mas que a proporção da carga

alocada em cada barra de fronteira é feita em proporção ao Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) das barras.

Com intuito de ilustrar as premissas utilizadas para definir a curva de carga nas barras de fronteira N1-N2, considere uma única distribuidora, que possui uma única barra de fronteira entre o N1-N2. Suponha ainda que nesta distribuidora 40% do consumo médio em um determinado ano corresponda aos consumidores residenciais (grupo B1), 35% ao grupo A4 e 25% aos consumidores comerciais (grupo B3). Considere ainda que as tipologias agregadas em um dia típico útil do mês sejam conforme ilustrado na Figura 16.

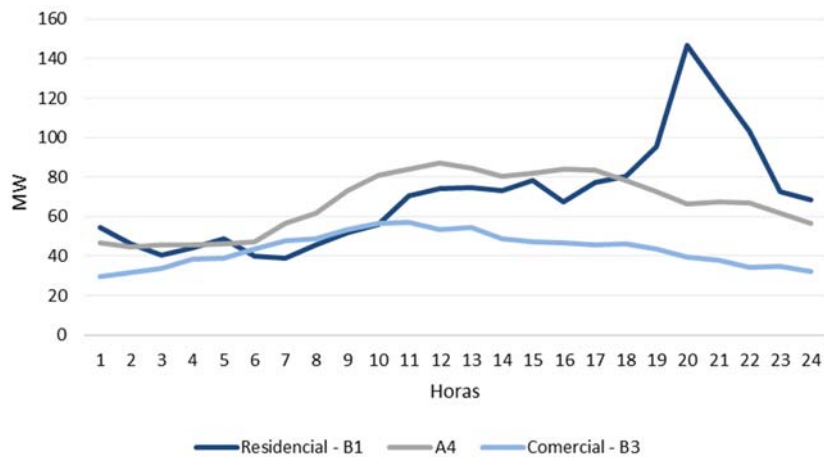


Figura 16 – Tipologia de carga agregada para os grupos de consumo – Caso Exemplo.

Assim, para se obter a curva de carga na barra de fronteira entre N1-N2, considera-se que a demanda, em cada hora, corresponde à 40% do valor da curva de carga agregada residencial somada a 35% da curva de carga dos consumidores na média tensão, somada a 25% da curva de carga dos consumidores comerciais. Assim, a curva de carga na barra de fronteira corresponde à indicada na Figura 17.

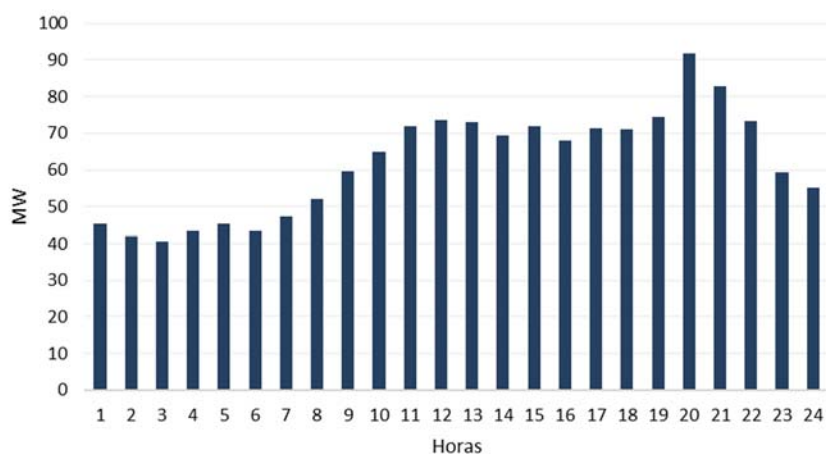


Figura 17 – Curva de carga na barra de fronteira – N1 e N2 – Caso Exemplo.

Suponha agora que ao invés de uma única barra de fronteira, existem duas barras de fronteira entre o N1-N2 para esta distribuidora. Se, por exemplo, o MUST na barra de fronteira 1 for

70% e na barra de fronteira 2 de 30%, a curva de carga horária em cada uma dessas subestações de fronteira é feita em proporção ao MUST. Dessa forma, as curvas de carga resultantes correspondem às indicadas na Figura 18.

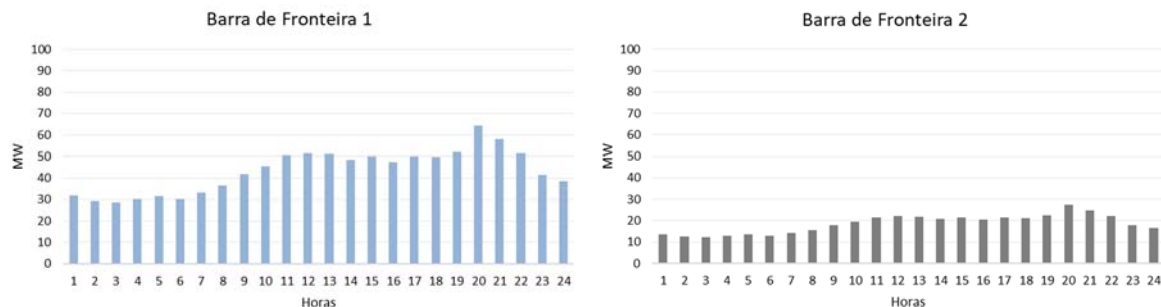


Figura 18 – Curva de carga nas duas barras de fronteira – N1 e N2 – Caso Exemplo.

Em seguida, para a avaliação no nível N2, considera-se a demanda do N3 representada na fronteira entre o N2-N3. A curva de demanda na subestação de fronteira entre o N2-N3, é obtida de forma análoga à N1-N2, porém, considera-se a demanda dos consumidores localizados na rede primária e secundária da distribuidora.

Assim, para a distribuidora deste exemplo hipotético, a curva de carga na fronteira N2-N3, seria composta pelas tipologias agregadas dos consumidores residenciais (grupo B1) e comerciais (B3) na proporção do consumo médio dessas classes na distribuidora.

5.2.3 TUST e TUSD no acoplamento entre os níveis

Conforme mencionado no capítulo 3, no acoplamento entre o N1-N2 e N2-N3, utilizam-se respectivamente informações de TUST e TUSD como *proxy* do uso da rede. Em outras palavras, utiliza-se os valores de TUST no acoplamento N1-N2 para representar os custos e investimentos necessários em N1 para atender aos requisitos e serviços importados do N2. De forma análoga, a TUSD é utilizada no acoplamento do N2-N3 para aproximar os custos decorrentes de reforços no sistema em N2.

Destaca-se que, como mencionado na seção 3.1.2, o valor da TUST usado no estudo de caso é calculado considerando-se a Alternativa 2 discutida no âmbito da CP 04/2018 [17]. Vale destacar que no horizonte de análise vamos considerar a evolução da TUST e TUSD ao longo dos anos.

5.3 Representação da rede no N1

No nível N1 objetiva-se realizar o planejamento integrado e hierárquico de geração e transmissão. Nesta seção será detalhada a construção da Base de Dados Eletroenergética utilizadas nas simulações e análises do estudo de caso no N1.

A base de dados eletroenergética utilizada no estudo de caso considera informações provenientes das bases de dados de geração, em formato *Newave*, e a base de dados de

transmissão, em formato *Anarede* (.pwf), do PDE 2029, disponibilizados no site da EPE.²³ Essas bases são então acopladas para obter a base de dados utilizada no estudo. Destaca-se que neste processo nenhuma informação foi destruída, apenas modelada de forma distinta com objetivo de melhor representar o sistema.

A preparação da base de dados eletroenergética pode ser, de forma geral, dividida em três etapas:

- Etapa 1: Preparação do Caso Energético
- Etapa 2: Adequação do Caso Energético
- Etapa 3: Incorporação da Rede de Transmissão

Na primeira etapa é feita a conversão dos dados disponibilizados em formato *Newave* para o formato SDDP. Esta base de dados representa o parque gerador brasileiro de forma mais detalhada e o sistema de transmissão de forma um pouco mais simplificada, com interconexões regionais. Então, para que a rede de transmissão detalhada do PDE possa ser integrada a esta base alguns ajustes e adequações são realizados na segunda etapa deste processo.

A adequação do caso energético para então incorporar a rede de transmissão tem por objetivo compatibilizar as duas bases de dados. Inicialmente busca-se identificar o conjunto de usinas que injetam energia em diferentes pontos da rede para que elas possam ser “desagregadas” e, então, conectadas nas barras do sistema. Essa “separação” das usinas é importante devido ao impacto do despacho dessas usinas nos fluxos da rede de transmissão. As usinas que são “separadas” e então, representadas em mais de duas barras no caso eletroenergético incluem UHE Mascarenhas de Moraes, UHE Santo Antônio, UHE Henry Borden, UHE Itaipu, Jupia e UTE Juiz de Fora. Na Figura 19 ilustra-se a representação da usina UHE Mascarenhas de Moraes, cuja injeção de potência ao SIN é feita através de duas barras elétricas com níveis de tensões distintos. Isso significa que, caso a modelagem da usina fosse mantida de acordo com a base de dados energética, utilizar-se-ia apenas a modelagem de uma usina injetando potência em apenas um tronco de transmissão, o que não equivale à operação real do sistema.

²³ A base de dados de geração, do PDE 2029, foi obtida através do link: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>

A base de dados de transmissão para simulações elétricas do SIN é disponibilizada no site da EPE através do link: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>

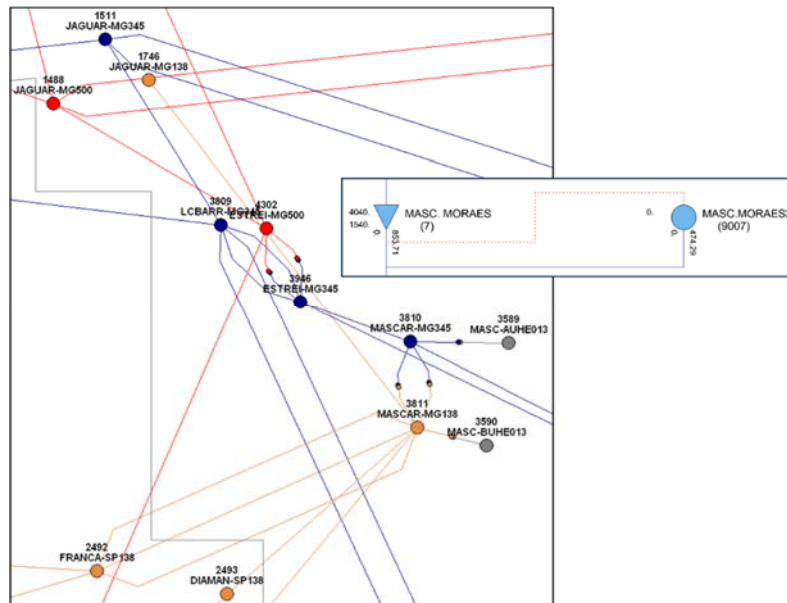


Figura 19 – Exemplo de modelagem de usinas com injeção de potência em diferentes barras elétricas do sistema.

Além disso, nesta etapa é realizada a desagregação dos blocos de usinas renováveis, buscando-se identificar as usinas de cada tipo (eólica, biomassa, solar etc.), as subestações onde estão localizadas para que possam ser associadas a barras do sistema.

Acrescenta-se ainda que nesta etapa busca-se identificar os consumidores que apresentam uma taxa de crescimento distinta das outras cargas do sistema, nomeados de *consumidores especiais*. Esse tratamento é importante pois caso o crescimento destes consumidores seja tratado de forma conjunta com a das outras cargas, pode-se estimar um crescimento de carga maior (ou menor) na região e que não seja condizente com a operação real do sistema e, em consequência, altere a distribuição dos fluxos na rede elétrica e inclusive impactar nas análises de expansão da infraestrutura de transmissão.

Em seguida, inicia-se o processo de associação das barras da Base de Dados de Transmissão (em formato .pwf) aos sistemas e a associação dos geradores nas barras, além da distribuição de carga entre as barras do sistema. Assim, é possível incorporar os circuitos (aéreas e subterrâneos) e restrições de fluxo para obter a Base de Dados Eletroenergética.

5.4 Representação da rede no N2

A análise no N2 da metodologia proposta consiste em realizar o planejamento da rede de alta tensão da distribuidora. Para avaliar a configuração existente da distribuidora e simular um fluxo de potência do sistema é preciso conhecer a representação da rede no N2 e alocação dos geradores existentes na rede de alta tensão da distribuidora.

A Base de Dados Geográfica das Distribuidoras (BDGD) é uma base de dados pública, cujo acesso é disponibilizado pela Aneel e que contém inúmeras informações sobre o sistema de distribuição que incluem informação dos tipos de consumidores, consumo mensal, sua localização na rede, informações sobre os alimentadores, dentre outras. Embora a BDGD

disponha de informações da rede, os dados da rede de alta tensão das distribuidoras apresentam algumas questões que dificultam a sua utilização para simulação do fluxo de potência e análises necessárias no N2. Por exemplo, existem trechos de rede desconectados ou “ilhados” do resto do sistema, conforme ilustrado nas Figura 20 e Figura 21.

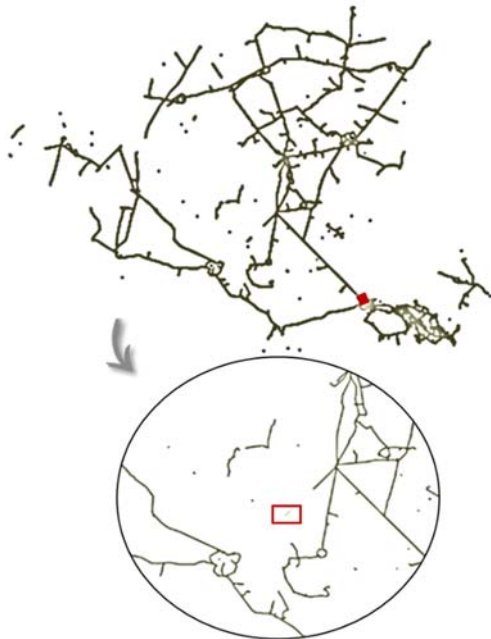


Figura 20 – Rede de AT de Distribuidora localizada no Sudeste.

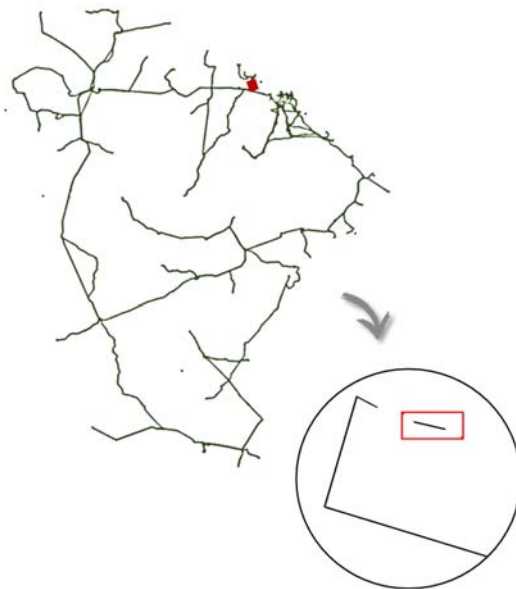


Figura 21 – Rede de AT de Distribuidora localizada no Nordeste.

Assim, muitas adequações nos dados da rede de alta tensão disponibilizadas na BDGD são necessárias para as avaliações no N2. Dessa forma, sugere-se para o estudo de caso utilizar a base de dados em formato *pwf* do PDE para modelar duas distribuidoras do Brasil. Para as demais distribuidoras, utiliza-se uma abordagem simplificada. A abordagem simplificada consiste em modelar a rede como um nó único para que seja possível “ultrapassar” as questões e inconsistências nas redes de alta tensão da distribuidora. Ressalta-se que embora seja uma representação simplificada, sem representação detalhada da rede e sem contemplar perdas, esta representação ainda permite avaliar a inserção de REDs no N2. Uma representação mesmo que simplificada é importante para permitir verificar a presença de REDs impactam o N1 e o planejamento centralizado do SIN.

Com o objetivo de tornar mais claro as *abordagens detalhada e simplificada*, a Figura 22 apresenta uma rede de distribuição hipotética e ilustrativa. Na Figura 23, em amarelo se indica a parte da rede correspondente ao N2 e, em azul, a parte que corresponde ao N3.

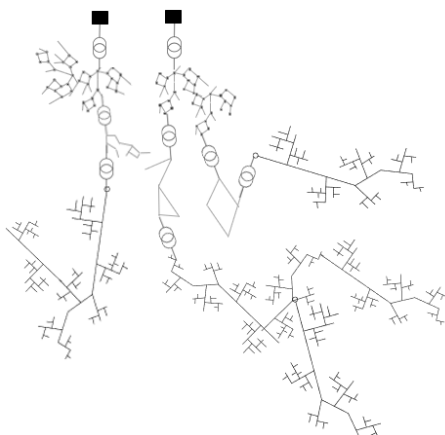


Figura 22 – Rede Hipotética de uma Distribuidora.

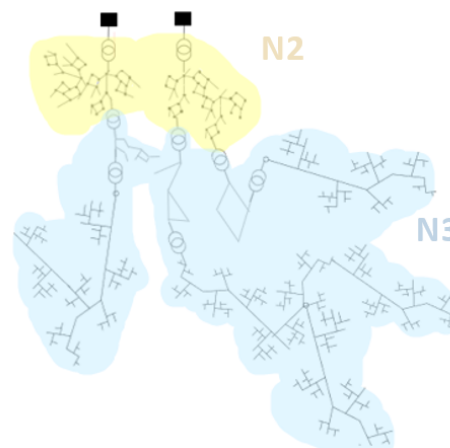


Figura 23 – Indicação dos níveis N2 e N3 para a rede hipotética da distribuidora.

Na abordagem detalhada, considera-se integralmente a rede de alta tensão da distribuidora, contemplando, portanto, a representação das perdas. Além disso, no planejamento da expansão são definidos candidatos de REDs (GD, AD) alocados em diferentes barras da rede da distribuidora. Em contrapartida, na abordagem simplificada, a rede é modelada como nó único, não representando perdas, porém consideram-se candidatos de REDs (GD, AD) na barra única da rede. A Figura 24 ilustra para esta rede de distribuição hipotética, as duas abordagens.

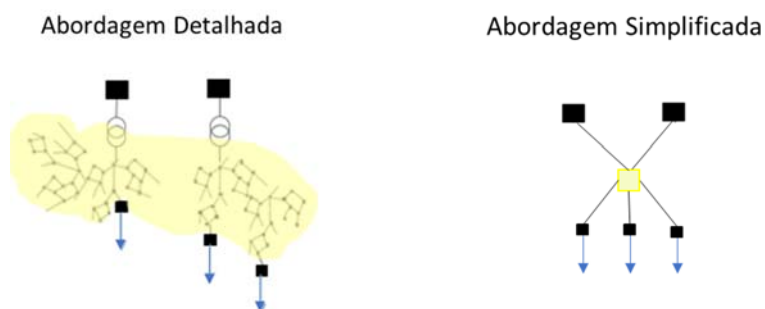


Figura 24 – Ilustração de abordagem detalhada e simplificada no N2.

É válido destacar que nas duas abordagens utilizam-se os mesmos pontos de acoplamento (ou barras de conexão) do N2 com o N1 e N3, indicados na Figura 24 por ■. A diferença entre as duas abordagens reside na representação da rede de alta tensão da distribuidora.

5.5 Representação da rede no N3

A análise no N3 consiste em avaliar a necessidade de reforços na rede primária e secundária da distribuidora, avaliando o *trade off* de utilizar recursos locais, construir novos recursos (REDs) e importar os serviços do N2.

De forma geral, as redes de distribuição apresentam características distintas das redes de transmissão, de modo que algumas simplificações comumente utilizadas nas simulações e avaliações no âmbito da transmissão não devem ser utilizadas nas análises detalhadas da

operação e planejamento da rede de distribuição. Por exemplo, as redes de distribuição são em geral desequilibradas, com parâmetros com características distintas da rede de transmissão, requerendo a utilização de um fluxo de potência trifásico.

Entretanto, uma vez que o foco deste projeto consiste na avaliação dos impactos dos REDs no planejamento da expansão de longo prazo sugere-se adotar algumas premissas na representação da rede no N3. Assim, sugere-se utilizar no N3 uma representação monofásica para aproximar a rede trifásica. Além disso, em função da grande quantidade de alimentadores (centenas a milhares) e volume de dados associados sugere-se, nas simulações do estudo de caso, selecionar alguns alimentadores típicos e que sejam representativos das distribuidoras. A metodologia para a seleção de alimentadores típicos está em desenvolvimento. Ela vai considerar aspectos como parâmetros de resistência e reatância dos alimentadores, comprimento do alimentador e a distribuição/densidade de cargas ao longo dos alimentadores.

Dessa forma, diante do exposto nesta seção, a Tabela 11 resume os REDs e a representação da rede adotada no estudo de caso em cada um dos três níveis.

Tabela 11: Resumo dos REDs e representação da rede nos três níveis – Estudo de Caso.

	N1	N2	N3
	Expansão Hierárquica G&T	Co Otimização: Importar do N1 e Investir no N2	Co Otimização: Importar do N2 e Investir no N3
REDS	<ul style="list-style-type: none"> • Endógeno: AD • Exógeno: RD • Não modelado: VE • Obs: GD é modelado na barra de fronteira 	<ul style="list-style-type: none"> • Endógeno: AD, GD • Exógeno: RD • Não modelado: VE 	<ul style="list-style-type: none"> • Endógeno: AD, GD • Exógeno: RD, VE
Rede	<ul style="list-style-type: none"> • Representação Detalhada da Rede de Transmissão (RB) • Expansão da RB • Representação de perdas 	<ul style="list-style-type: none"> • Representação Detalhada da Rede de AT Distribuição (ATD) • Não contempla expansão da infraestrutura de rede da ATD • Representação de perdas 	<ul style="list-style-type: none"> • Representação Simplificada da Rede de DPS • Não contempla a expansão da infraestrutura de rede da DPS • Representação de perdas

5.6 Bases de dados utilizadas

Com o objetivo de obter a Base de Dados Eletroenergética utilizada nos estudos de caso, utiliza-se no N1 dados “energéticos” e “elétricos” provenientes do PDE 2029. Da base de dados energética, considera-se a representação do sistema existente, premissas para os projetos candidatos (custos de investimento, custos de O&M, vida útil, taxa de desconto etc.), séries

históricas de vazão²⁴ e probabilidades associadas, restrição de potência e de fluxo nos circuitos. Para o planejamento da expansão no horizonte de análise, sugere-se considerar as configurações do PDE 2029 como fixas e, considerando as premissas definidas nas seções anteriores deste capítulo, avaliar o plano de expansão.

Da base de dados elétricos do PDE 2029 utilizam-se informações da topologia da rede de transmissão, associação de cargas nas barras do sistema e para auxiliar na associação de geradores a barras utiliza-se a base de dados da TUST.

A base de dados de cálculo da TUST é utilizada para auxiliar na alocação dos geradores e consumidores livres nas barras da Rede Básica (no N1), além de ser utilizada para estimar o valor da TUST nas barras de fronteira (N1-N2). Conforme mencionado na seção 3.1.3, o valor da TUST é usado nas barras de fronteira N1-N2 como *proxy* dos custos de investimento em infraestrutura de rede e que devem ser vistos no modelo de otimização do N2, que co-otimiza a importação de serviços do N1 e uso dos serviços próprios do N2.

Além disso, para a identificação das barras do PDE 2029 que correspondem às barras de fronteira N1-N2 utiliza-se como base auxiliar a planilha SPARTA (Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários) disponibilizada no site da Aneel para cada distribuidora. Esta planilha contém uma série de informações e incluem os pontos de conexão (por nível de tensão) com a Rede Básica e informação do MUST contratado em cada um desses pontos.

Acrescenta-se ainda que a base do PDE 2029 com dados da rede elétrica também é utilizada para obtenção da topologia da rede de alta tensão da distribuidora, representada no N2. Destaca-se que o PDE 2029 é usado para obter informações da rede elétrica e que as classes consumidoras associadas às barras no N2 são obtidas da BDGD. Por exemplo, suponha uma distribuidora hipotética que tenha duas subestações no PDE 2029 e na BDGD nomeadas por SE₁ e SE₂, nos níveis de tensão de 69 kV. Suponha ainda que de acordo com dados da BDGD os consumidores nesta área de concessão pertençam às classes de consumo Residencial, Comercial e A4, de acordo com as proporções indicadas a seguir:

	Residencial	Comercial	A4
SE ₁	70%	0%	50%
SE ₂	30%	100%	50%

Dessa forma, 70% da demanda residencial projetada para a distribuidora nos anos de estudo estarão associadas à SE₁, cuja carga total é também composta por 50% da carga projetada para consumidores da MT (consumidores A4). De forma análoga, a carga total da SE₂ será composta por 30% da carga residencial projetada para esta distribuidora, somada à 100% da carga comercial e 50% da carga do A4.

²⁴ Os cenários estocásticos de geração não despachável (eólica e solar) considerados no estudo de caso são obtidos através do Times Seris Lab (TSL).

Vale destacar que para representar o sistema existente no nível N2, é preciso representar os geradores existentes conectados na rede de alta tensão da distribuidora. As informações de geradores existentes e pontos de conexão na rede são obtidas através de planilha fornecida pela Aneel com dados de Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição (CUSD). O procedimento para obter a base de dados utilizada no N2, considerando-se informações do PDE 2029, BDGD e planilha da Aneel, com dados de CUSD é detalhado no Anexo 3.

Além de ser considerada para obter informação dos consumidores para o N2, a BDGD também é utilizada no N3, conforme indicado na Tabela 12. As informações utilizadas da BDGD incluem dados da rede de média e baixa tensão das áreas de concessão, parâmetros da rede e das cargas nos alimentadores.

Com relação à demanda do sistema, conforme mencionado na seção 3.4, são utilizadas informações da Campanha de Medidas e dados disponibilizadas no site da CCEE, que incluem a carga atual das distribuidoras e crescimento histórico das distribuidoras. Com essas informações e premissas de crescimento de carga total do sistema (com base no PDE 2029) é estimado, o perfil horário e sazonal, por distribuidora e classe de consumo.

Diante do exposto, a Tabela 12 tem por objetivo resumir as bases de dados utilizadas em cada um dos níveis no estudo de caso de aplicação da metodologia proposta.

Tabela 12: Bases de Dados utilizadas no estudo de caso.

Base de Dados	N1	N2	N3
PDE 2029 - Dados energéticos ²⁵	✓		
PDE 2029 - Dados elétricos ²⁶	✓	✓	
Base de Dados - Definição da TUST ²⁷	✓	✓	
SPARTA ²⁸	✓	✓	
Planilha Aneel – Dados de CUSD ²⁹		✓	
BDGD ³⁰		✓	✓
Campanha de Medidas ³¹	✓	✓	✓

²⁵ PDE 2029 - Dados energéticos: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>

²⁶ PDE 2029 - Dados elétricos: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>

²⁷ Base de Dados - TUST: A última base de dados disponível para cálculo da TUST pode ser obtida em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20202748_base_de_dados.zip

²⁸ Acesso às planilhas SPARTA: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

²⁹ Planilha enviada pela Aneel por e-mail, com equipe da EPE em cópia.

³⁰ O acesso à BDGD deve ser solicitado à Aneel por meio do Portal de Transparência: <https://esic.cgu.gov.br/migrando.html>

³¹ O resultado da campanha de medidas deve ser solicitado por meio do Portal de Transparência: <https://esic.cgu.gov.br/migrando.html>

Dados da CCEE ³²	✓	✓	✓
-----------------------------	---	---	---

5.7 Softwares de Simulação

Para a aplicação da proposição metodológica de planejamento da expansão considerando representação endógena dos REDs, será utilizado no estudo de casos uma cadeia de modelos desenvolvidos pela PSR.

Com o objetivo de avaliar o planejamento de longo prazo do sistema elétrico e aplicar a metodologia proposta é preciso definir candidatos para a expansão da geração, transmissão e distribuição, incluindo recursos tradicionais e REDs. Além de definir os recursos, é também necessário considerar uma projeção de demanda para o sistema elétrico. Conforme mencionado anteriormente neste relatório, para a projeção da demanda do SIN no longo prazo a PSR utiliza projeções macroeconômicas com base no PIB e na inflação.

Com o objetivo de obter múltiplos cenários de geração renovável e cenários sintéticos de vazão, considerados na operação e planejamento do sistema, utiliza-se o Time Series Lab (TSL), mencionado na seção 3.2.

Assim, com essas informações é simulado o Optgen que determina a expansão da capacidade de geração sendo neutro a tecnologia. Em outras palavras, o Optgen define a expansão do sistema considerando diferentes tecnologias e recursos localizados em diferentes regiões do sistema, determinando o portfólio ótimo de recursos considerando custos de investimento e operação. O próximo passo consiste em realizar a simulação operativa do sistema elétrico brasileiro considerando a rede de transmissão em multiáreas e os projetos de geração existentes além dos projetos incluídos no plano de expansão do Optgen. A simulação operativa do sistema é realizada com o software SDDP que possui um módulo de operação mais detalhado que o do Optgen. Assim, o objetivo dessa simulação consiste em ratificar que a operação do sistema é confiável e robusta a todos os cenários hidrológicos e de produção renovável.

Em seguida, o próximo passo consiste em avaliar a necessidade de reforço no sistema de transmissão. Para tanto, é preciso considerar a representação detalhada da rede de transmissão, restrições de fluxo entre regiões, além de desagregar “blocos” de geradores renováveis na Rede Básica. Com o objetivo de realizar o planejamento da expansão da transmissão utiliza-se o software Optnet, que realiza um fluxo de potência DC. Assim, considerando-se o planejamento G&T (que corresponde ao N1 da metodologia), realiza-se uma simulação operativa horária.

O Custo Marginal de Operação por barra do sistema é uma das informações de saída da simulação operativa horária do sistema e é importante para o acoplamento do N2-N3. Considerando-se as informações de CMO e valores de TUST (estimados neste estudo de caso através da *Alternativa 2*), inicia-se a avaliação no N2.

³² Os dados da CCEE de Dados Horários de Consumo são obtidos do Site da CCEE, em Biblioteca Virtual. Deve-se pesquisar por InfoMercado - Dados Horários de Consumo, selecionar o boletim e realizar o download.

Com o objetivo de realizar o planejamento da expansão no N2 utiliza-se o software Optgen que permite avaliar o *trade off* entre investir em novos recursos no N2, utilizar os recursos existentes ou importar os serviços do N1.

Em seguida, considerando-se informações do Custo Marginal de Operação resultante da operação do sistema no N2, e utilizando valores da TUSD, avalia-se a necessidade de reforços na rede primária-secundária da distribuidora (N3). Na simulação do N3 considera-se também o software Optgen para otimizar os custos de investimentos e operação no N3. É válido destacar que como o estudo de caso caracteriza-se por uma análise de longo prazo, utiliza-se a premissa de que a rede no N3 pode ser avaliada com fluxo DC, considerando uma representação da rede trifásica através de um equivalente de sequência positiva.

A Figura 25 apresenta a cadeia de modelos utilizada em cada um dos três níveis do modelo hierárquico e integrado.

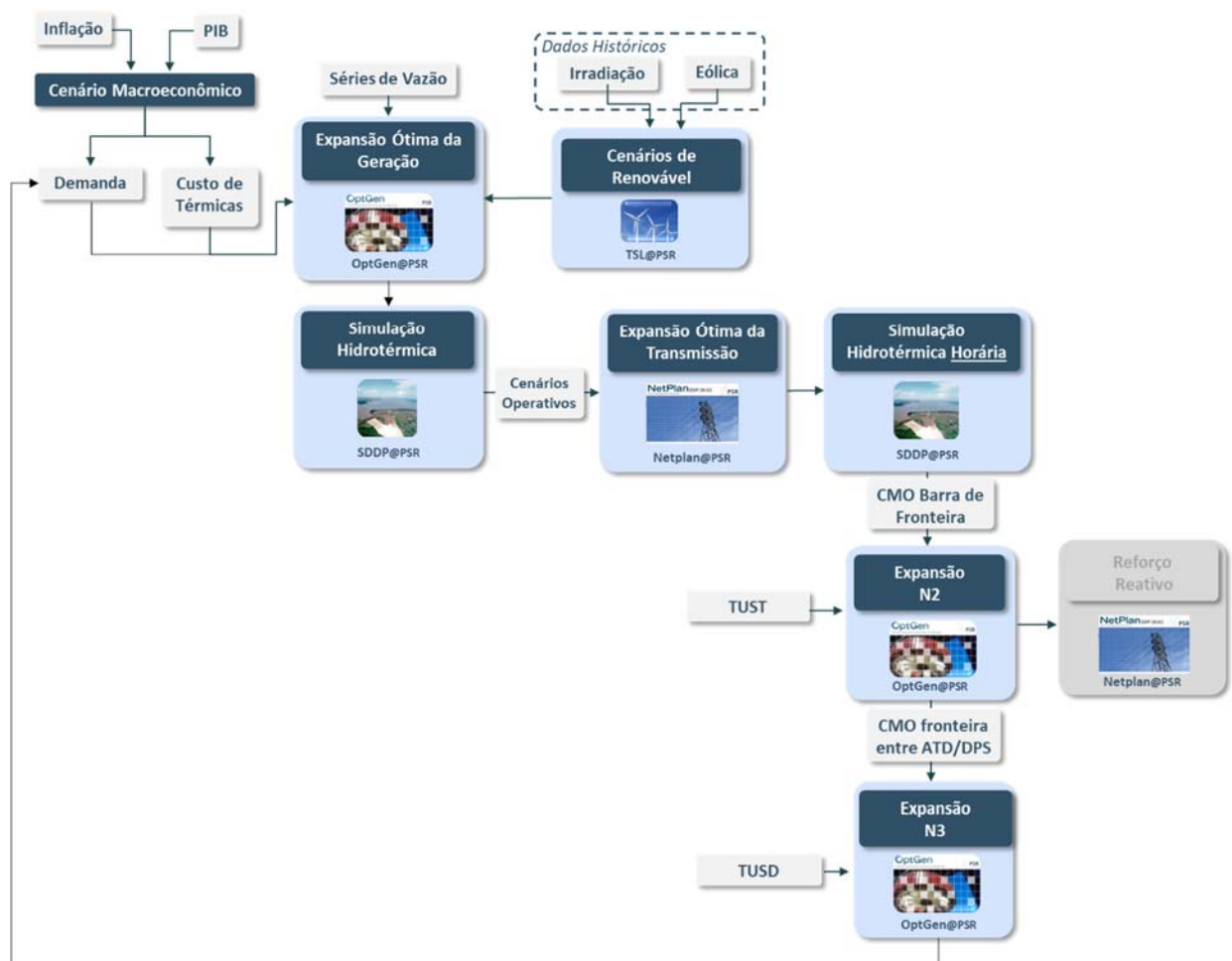


Figura 25 – Cadeia de Modelos utilizada no estudo de caso

5.8 Limitações da metodologia e possíveis aprimoramentos

Neste relatório apresentou-se a proposta de metodologia hierárquica e integrada para o planejamento da expansão de longo prazo, em três níveis (N1, N2 e N3), contemplando entre os REDs a GD, AD, RD e VE.

Destaca-se a utilização da representação endógena para GD e AD nos modelos de expansão e, para a RD (por incentivos) e VE a representação exógena. Entende-se que para a representação endógena da RD por incentivos é essencial que sejam bem modelados os incentivos e custos necessários para o consumidor adotar mecanismos de resposta da demanda e, que variam entre as classes de consumo e, até mesmo entre os consumidores de uma mesma classe de consumo. Uma representação incorreta dos incentivos e/ou dos custos incorridos pelos consumidores em viabilizar mecanismos de resposta da demanda pode resultar em um plano de expansão que não reflita as condições do sistema e que, conseqüentemente, pode comprometer a operação do sistema no longo prazo na medida em que sobre ou sub estima a disponibilidade de um recurso no sistema. Vale destacar que o estudo de impacto da RD no planejamento de longo prazo, conduzido em [18], não contemplo os custos associados a resposta da demanda e, assim, conforme apontado pelos autores, os resultados das análises de custos e de transferências de carga podem ter tido um viés otimista.

Nesse sentido, entende-se que os serviços e contribuições da RD por incentivo no planejamento de longo prazo devem ser avaliados por meio de cenários de sensibilidade. Porém, caso os incentivos/custos requeridos para viabilizar a participação de consumidores em programas de resposta da demanda sejam conhecidos e melhores definidos, entende-se que é possível utilizar a representação endógena.

Com relação aos Veículos Elétricos, considera-se no estudo de caso que VEs são modelados como carga, não representando, portanto, a tecnologia V2G e não permitindo capturar os possíveis serviços e benefícios desta tecnologia para o sistema. Destaca-se que, embora veículos V2G possam proporcionar diversos atributos ao sistema, sua aplicação ainda é incipiente. Entretanto, na medida em que a tecnologia evoluir, a metodologia pode ser adaptada para modelar esta tecnologia inclusive de forma endógena nos modelos de otimização. Vale destacar que a atratividade em adquirir veículos elétricos é influenciada pelos custos e benefícios (ou custos evitados) ao comparar-se VE com veículos tradicionais. Assim, esse trade-off de investir em veículos elétricos ou tradicionais, considerando, por exemplo, custos de combustíveis, deve ser representado em uma abordagem endógena.

É válido destacar que na metodologia apresentada consideram-se incertezas na geração de fontes renováveis intermitentes (centralizadas e descentralizadas) por meio de cenários estocásticos, o que é um diferencial da metodologia se comparado a métodos e estudos encontrados na literatura e apresentados no Produto 2.

Com relação à infraestrutura da rede elétrica, a metodologia proposta permite modelar de forma detalhada a rede de transmissão da Rede Básica (N1) e de alta tensão da distribuidora (N2) e propõe o uso de alimentadores típicos no N3, representando perdas elétricas em todos os níveis. A representação da rede e modelagem de perdas técnicas é também um diferencial do método se comparado a metodologias reunidas através do levantamento do estado da arte.

Destaca-se que embora a rede elétrica seja modelada, nos estudos de casos não é contemplada a expansão de infraestrutura de rede da distribuidora, isto é, no N2 e N3. Entretanto, a metodologia não inviabiliza a expansão de rede. Porém, em função do aumento da complexidade computacional, somada ao desafio em definir candidatos para a rede de

distribuição, a expansão da rede de distribuição não foi contemplada. Porém, como possível aprimoramento futuro, é válido avaliar mecanismos que possam mitigar a complexidade computacional para simular o planejamento da distribuição contemplado entre os candidatos REDs e recursos de rede (circuitos e transformadores, por exemplo).

Acrescenta-se ainda que a metodologia sugere que o planejamento de expansão de reativo seja conduzido para avaliar os reforços necessários no sistema. Porém, uma vez que no estudo de caso não foram consideradas simulações para avaliação do suporte de reativo sugere-se, como aprimoramento futuro, considerar estas análises e avaliar os impactos (custos e benefícios) dos REDs em serviços ancilares como, por exemplo, controle de tensão.

No que concerne à avaliação de custos e benefícios dos REDs, entende-se que o método proposto não contempla a avaliação dos serviços de confiabilidade que podem ser providos pelos REDs, na medida em que métricas de confiabilidade não estão inseridas na metodologia, conforme descrito na seção 4.5. Assim, como possível aprimoramento da metodologia, sugere-se acoplar um módulo de análise de confiabilidade para avaliar os índices de confiabilidade, (por exemplo LOLP, EPNS, LOLF) em um cenário base (sem a presença de REDs) e em um cenário considerando os recursos distribuídos. Dessa forma seria possível avaliar os efeitos dos REDs no sistema, do ponto de vista da confiabilidade.

6 CONCLUSÕES

Neste relatório apresentou-se uma proposta de metodologia para o planejamento da expansão contemplando a representação dos REDs de forma endógena (exceto pela representação dos veículos elétricos e resposta da demanda que se aproximam da abordagem exógena). Este modelo caracteriza-se por possuir três níveis, hierárquicos e integrados que representa os segmentos de geração, transmissão e distribuição.

No nível N1 avalia-se o planejamento da expansão dos sistemas de geração e transmissão, com representação detalhada dos geradores e representação da rede de transmissão. Destaca-se que na análise do N1, sugere-se considerar maior detalhamento no acoplamento das redes de transmissão-distribuição para que no planejamento da expansão com “viés mais centralizado” seja possível capturar a presença de REDs e *prosumidores* na rede de distribuição.

Já no nível N2, avalia-se o sistema de alta tensão da distribuidora (até o nível de 69 kV), contemplando o *trade off* de investir em novos recursos (REDs) e importar serviços do N1. De forma similar ao N2, no N3 considera-se um modelo de otimização para o sistema nos níveis de tensão da rede de distribuição abaixo de 69 kV, nomeada aqui de rede de distribuição primária-secundária. Ressalta-se que é proposta uma visão centralizada na avaliação do N3 uma vez que esta abordagem se enquadra como *benchmark* para avaliar se os incentivos e diretrizes políticas/regulatórias que direcionam a expansão e inserção de REDs pelos consumidores, conduz ao benefício ótimo sistêmico.

Além disso, neste relatório se indica como a proposição metodológica permite capturar os diferentes efeitos (custos e benefícios) decorrentes da penetração dos REDs no sistema elétrico.

É válido destacar que no Capítulo 5 são apresentados aspectos e premissas que serão utilizadas na simulação do estudo de caso aplicando-se a metodologia sugerida. Destaca-se que para o estudo de caso de planejamento da expansão, a princípio, sugere-se um horizonte de análise de 5 anos nas simulações no N1, N2 e N3, sendo 2030 o ano inicial de estudo. Para as simulações no longo prazo, assumem-se projeções de demanda, a partir de dados macroeconômicos, além de premissas de evolução dos custos de investimento, operação dos recursos definidos como candidatos a expansão, que incluem os REDs. Acrescenta-se ainda que no estudo de caso do planejamento da expansão no longo prazo assumem-se simplificações para a representação das redes de distribuição no N2 e N3, simuladas através de um fluxo de potência DC.

Acrescenta-se ainda a indicação do arcabouço de modelos desenvolvidos pela PSR que será utilizado para simular o caso de estudo aplicando-se a metodologia proposta.

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] Energy systems of the future: Integrating variable renewable energy sources in Brazil's energy matrix, 2019.
- [3] ANEEL. Nota Técnica nº 71/2018 de 02 de abril de 2018: Estudo para aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
- [4] 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
- [5] 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).
- [6] 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.
- [7] ANEEL. Nota Técnica nº 0104/2014 de 01 de dezembro de 2014. Apresenta aprimoramento dos procedimentos e da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST.
- [8] J.A. Dias, G. Machado, A. Soares, J.D. Garcia, Modeling multiscale variable renewable energy and inflow scenarios in very large regions with non-parametric Bayesian Networks, 2020, <https://arxiv.org/abs/2003.04855>
- [9] Gundlach, J., Unel, B., “Getting the value of distributed energy resources right” (2019), Institute for Policy Integrity – New York University School of Law, New York, NY (United States). Disponível em: https://policyintegrity.org/files/publications/Value_of_DER_Report.pdf (Acesso em: 30/06/2020)

- [10] Eckman, T., Schwartz, L. C., & Leventis, G. “Determining Utility System Value of Demand Flexibility from Grid-interactive” Efficient Buildings, 2020.
- [11] EPE. Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) – PDE 2029. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/modelo-de-decisao-de-investimentos-mdi-pde-2029> (Acesso: Janeiro de 2021)
- [12] NREL. Electricity Annual Technology Baseline (ATB) Data. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2020/data.php> (Acesso: Janeiro de 2021)
- [13] ANEEL. Resolução Normativa nº 792 de 28 de novembro de 2017. Estabelece os critérios e as condições do programa da Resposta da Demanda.
- [14] EPE. Informe Técnico – Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Junho de 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-banco-de-precos-de-referencia-da-aneel-atualizacao-dos-valores-para-a-data-base-junho-de-2020> (Acesso: Janeiro de 2021)
- [15] Greener, Estudo Estratégico Geração Distribuída – Mercado Fotovoltaico, 1º Semestre de 2020, Brasil
- [16] Hull, Robert, and Andrew Jones. "Development of decentralised energy and storage systems in the UK." A Report for the Renewable Energy Association (2016).
- [17] ANEEL. Consulta Pública nº 04 de 2018. Obter subsídios Obter subsídios ao aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e da forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
- [18] 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.
- [19] V2G GLOBAL ROADTRIP: AROUND THE WORLD IN 50 PROJECTS - Lessons learned from fifty international vehicle-to-grid projects. UK Power Network. 2018. Disponível em: <http://everoze.com/app/uploads/2018/10/UKPN001-S-01-H-V2G-global-review-compressed.pdf> (Acesso: 23/05/2020)
- [20] RMI – Rocky Mountain Institute. Electric Vehicles as Distributed Energy Resources. 2016. Disponível em: <https://rmi.org/insight/electric-vehicles-distributed-energy-resources/> (Acesso: Janeiro 2021).

[21] Steward, Darlene M. Critical elements of vehicle-to-grid (v2g) economics. No. NREL/TP-5400-69017. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2017.

[22] Outlook, IEA Global EV. "Entering the Decade of Electric Drive." (2020). Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020> (Acesso: Janeiro de 2021)

8 ANEXOS

8.1 Anexo 1 – Resposta da Demanda e Demanda Elástica

Este anexo tem como objetivo ilustrar a representação da Demanda Elástica usada como *proxy* na operação do sistema para a Resposta da Demanda por Incentivo.

Suponha que um consumidor industrial tenha aderido à mecanismos de RD por Incentivo e aceite que seu consumo (ou parte dele) seja interrompido. A flexibilidade do consumidor em consumir (ou deixar de consumir) energia pode ser modelada como uma Demanda Elástica. Nos momentos em que o preço *spot* for maior ou igual ao preço definido pelo usuário (preço da demanda elástica), seu consumo será interrompido automaticamente pelo operador, e, nos momentos em que o preço *spot* for menor que o preço da demanda elástica, a demanda do consumidor será suprida.

Considere o exemplo hipotético, com o preço da demanda elástica (dado de entrada) e valor de preço *spot* (dado de saída do modelo de otimização da operação do sistema) conforme indicado na Figura 26. Considere ainda que a demanda flexível deste consumidor é de 100 MWh, em todas as horas do dia (Dado de entrada a ser definido no modelo).

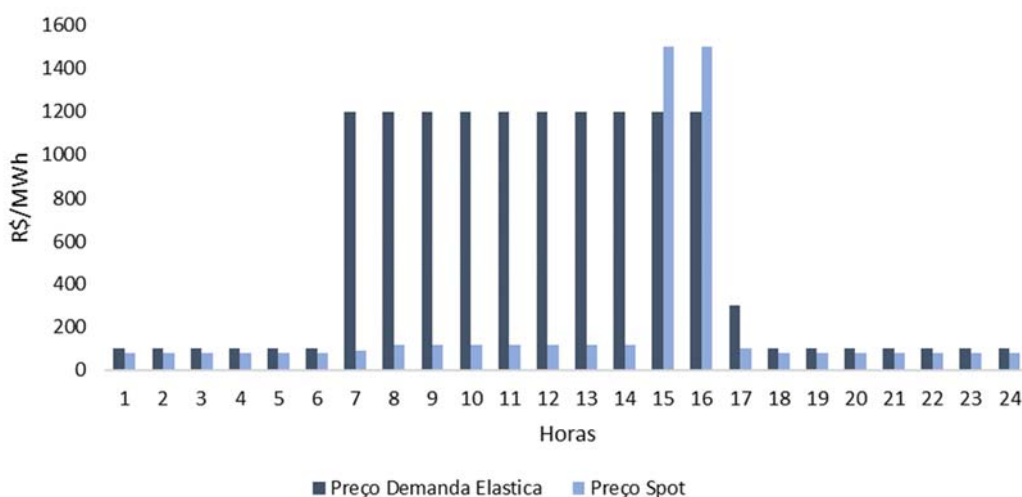


Figura 26 – Exemplo Hipotético de Demanda Elástica

Em todas as horas do dia (exceto às 15 e 16 horas), o preço da demanda elástica está inferior ao preço *spot*. Dessa forma, este consumidor não terá sua demanda interrompida. Porém, às 15 e 16 horas, o preço *spot* do sistema está maior do que o preço definido pelo usuário e então, a demanda será interrompida.

Uma forma análoga de pensar é que a demanda elástica corresponde à quantidade total de energia (GWh ou equivalente em MW) que o consumidor está disposto a comprar se o preço do sistema (preço *spot*) for menor ou igual ao preço definido pelo usuário. Então, quando o preço *spot* é menor do que o preço definido a demanda é atendida e, no caso contrário, a demanda elástica não é suprida.

Dessa forma, essa modelagem permite representar que em momentos em que o preço spot está mais elevado, com condições adversas do sistema, a RD por incentivo pode ser “despachada” propiciando benefícios e serviços para o sistema.

8.2 Anexo 2 – Veículos Elétricos e tecnologia *Vehicle to Grid* (V2G)

A tecnologia *Vehicle to Grid* permite que os veículos elétricos injetem energia na rede e provenham alguns serviços para o sistema que incluem, por exemplo, serviços de regulação de tensão, geração e flexibilidade. No subproduto 2.2 deste projeto detalham-se os atributos que os veículos elétricos podem fornecer ao sistema.

Em [19] são apresentados alguns projetos ao redor do mundo que consideram a tecnologia V2G e seus possíveis serviços. De todos os 50 projetos considerados, 25 localizam-se na Europa, 18 na América do Norte e 7 na Ásia. A referência [20] destaca alguns obstáculos que devem ser superados para a aplicação comercial da tecnologia V2G, que incluem:

- Falta de um arcabouço regulatório que contemple a possibilidade de veículos elétricos injetarem energia na rede;
- Ausência de uma infraestrutura apropriada que possibilite o uso da tecnologia V2G;
- Ausência de capacidade V2G em muitos modelos de VE fabricados;
- Desconhecimento da sociedade e clientes acerca deste tipo de tecnologia.

Acrescenta-se ainda, em [21], a preocupação com o gerenciamento necessário para coordenar informações de diversos pontos de recarga na rede e inúmeros veículos elétricos. Além disso são destacados desafios com questões de segurança e privacidade de dados com informações de clientes.

Adiciona-se ainda que há discussões de como as estratégias de V2G podem afetar a vida e saúde da bateria de veículos elétricos. Segundo [22] no máximo 60% a 80% da capacidade nominal da bateria pode ser consumida sem que haja uma degradação precoce da bateria.

8.3 Anexo 3 – Manual para a preparação da rede do N2

O objetivo deste anexo é descrever como obter e tratar as informações do nível N2 para a execução das análises. As informações necessárias para o estudo podem ser divididas em: (i) Rede elétrica (parâmetros e topologia para análise do fluxo de potência); (ii) Consumo (Acoplamento BDGD e PWF); (iii) Geração.

Dessa forma, os próximos tópicos irão discutir de onde é possível obter os dados necessários e quais são os tratamentos necessários para a utilização deles nos modelos. Para auxiliar a explicação, serão utilizados os dados da distribuidora CELESC.

8.3.1 Rede elétrica

Para obter a topologia da rede do N2, serão utilizadas as redes públicas de transmissão do Brasil que possuem a representação do nível da alta tensão das distribuidoras do Brasil. Esse é o caso

das redes fornecidas pela EPE, através do PDE (Plano Decenal de Energia) e das redes do ONS, através do PAR (Plano de Ampliação e Reforços). Em ambos os casos, essas redes são no formato PWF, utilizado nos softwares do CEPEL e que também podem ser lidos no software da PSR de análise de redes, *Netplan*.

Como essas redes, em .pwf, incorporam a rede de transmissão e a rede de outras distribuidoras, o primeiro passo é identificar quais barras correspondem a rede da distribuidora de interesse. Todas as barras da rede estão classificadas e associadas a uma área. Dessa forma, é possível reter/selecionar as barras de interesse através da seleção de áreas.


No caso das áreas do PDE 2029, a Tabela 13 relaciona a área com a distribuidora. Para a CELESC, as áreas correspondentes são “CELESC – AREA LESTE” e “CELESC – OESTE+SUL”. Considerando-se apenas as barras dessas áreas, obtém-se o total de 384 barras divididas em 171 em 138 kV, 116 em 69 kV e o restante em tensões inferiores.

Tabela 13: Associação Distribuidora – Área, para a base de dados do PDE 2029.

Área do PDE	Distribuidora
A.E.S.	A.E.S
AMPLA-REGIAO NITEROI	ENEL RJ
AMPLA-REGIAO NORTE FLUMINENSE	ENEL RJ
AMPLA-REGIAO SUL FLUMINENSE	ENEL RJ
BANDEIRANTE	EDP SP
CEB	CEB DIS
CEEE	CEEE-D
CEEE DISTRIBUIDORA	CEEE-D
CELESC - AREA LESTE	CELESC
CELESC - OESTE + SUL	CELESC
CELG - D	ENEL GO
CELG - D (GOIÂNIA)	ENEL GO
CELPA	Equatorial PA
CELPE	CELPE
CELTINS	ETO
CEMAR	CEMAR
CEMAT	EMT
CEMIG - GERACAO E CONTROLE DE TENSAO	CEMIG-D
CEMIG - REGIAO CENTRO	CEMIG-D
CEMIG - REGIAO DO TRIANGULO MINEIRO	CEMIG-D
CEMIG - REGIAO LESTE	CEMIG-D
CEMIG - REGIAO NORTE	CEMIG-D
CEMIG - REGIAO OESTE	CEMIG-D
CEMIG - REGIAO SUDESTE	CEMIG-D
CEMIG - REGIAO SUL	CEMIG-D
CEPISA	CEPISA

COELBA	COELBA
COELCE	ENEL CE
COPEL - D	COPEL-DIS
COPEL - G&T	COPEL-DIS
COSERN	COSERN
CPFL - NORDESTE	CPFL PAULISTA
CPFL - NOROESTE	CPFL PAULISTA
CPFL - SANTA CRUZ	CPFL SANTA CRUZ
CPFL - SUDESTE	CPFL PAULISTA
CPFL PIRATININGA - BAIXADA	CPFL - PIRATININGA
CPFL PIRATININGA - OESTE	CPFL - PIRATININGA
ELEKTRO - CENTRO	ELEKTRO
ELEKTRO - LESTE	ELEKTRO
ELEKTRO - NOROESTE	ELEKTRO
ELEKTRO - SUL	ELEKTRO
ELETROPAULO	ENEL SP
ENERGIPE	ESE
ENERGISA MINAS GERAIS	EMG
ENERSUL	EMS
ESCELSA	EDP ES
LIGHT	LIGHT
REDE ENERGIA	ESS
RGE	RGE
SAELPA	EPB

Para obter a topologia apenas das áreas da distribuidora de interesse, é necessário utilizar softwares de análises de rede que possuam a função de criar equivalentes de rede contendo apenas as barras selecionadas pelo usuário. A seguir, explica-se como criar o equivalente de rede no software *Organon*.

- 1- Ao abrir o software *Organon*, o usuário consegue abrir o arquivo PWF arrastando-o para a tela do programa. Em seguida, deve-se executar o fluxo de potência através da seleção do ícone  no menu superior do programa. A tela do programa irá indicar o log da execução do fluxo de potência e se ele convergiu, conforme apresentado na Figura 27.

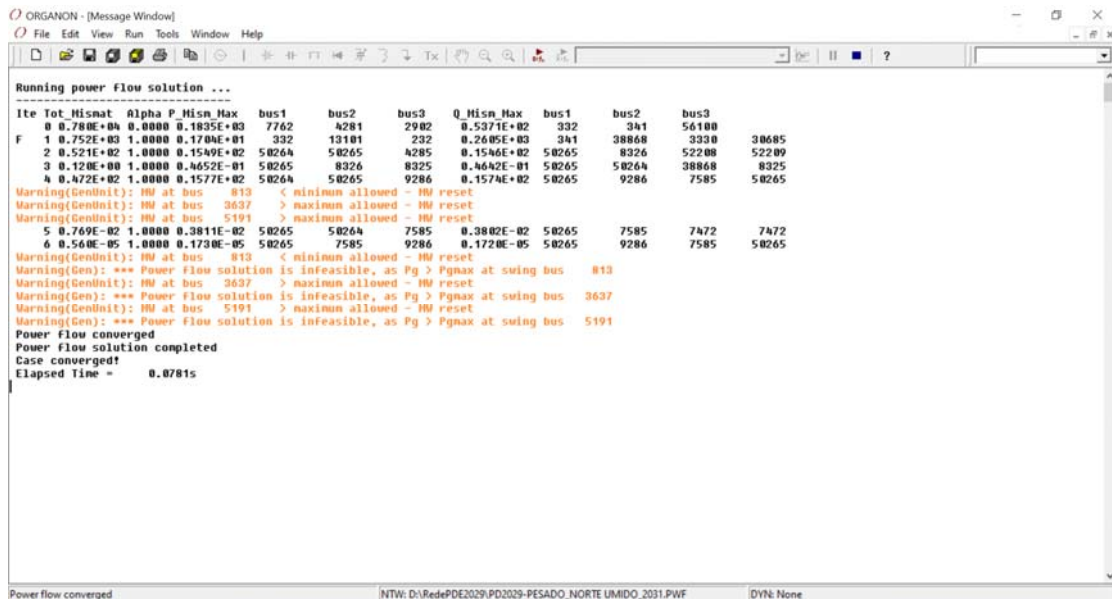


Figura 27 – Tela de Log do Organon.

- 2- Em seguida, o usuário deverá acessar a função de criar o equivalente de rede através da seleção do menu superior **Tools>Equivalent>Reduce...** e o programa irá abrir uma nova tela para o usuário selecionar as opções para a execução dessa função. A tela a ser exibida é apresentada na Figura 28.

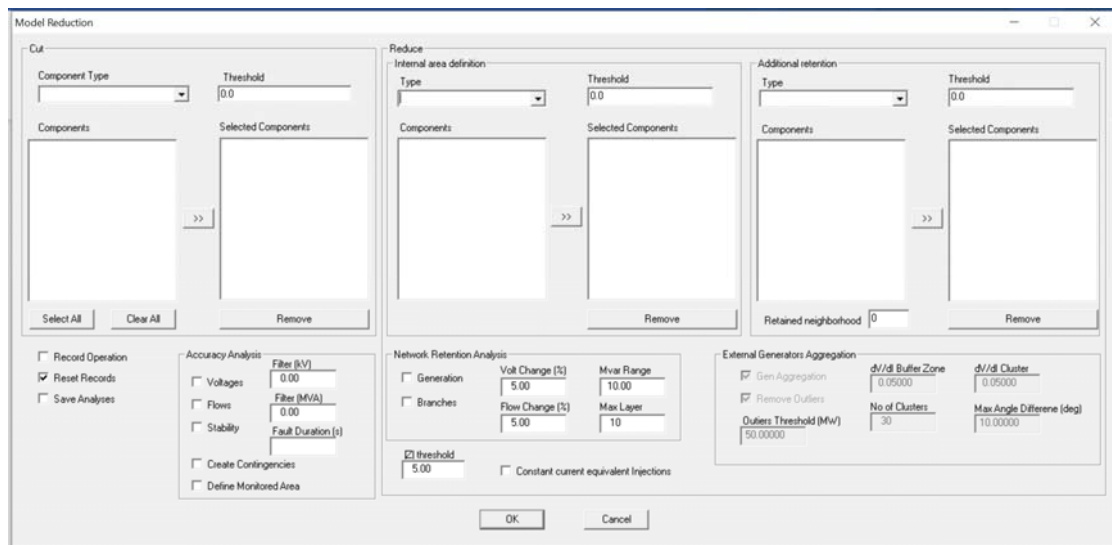


Figura 28 – Tela das opções de equivalente de rede do Organon.

- 3- O método de equivalente de redes a ser utilizado será o **Reduce**. O usuário deve selecionar através do **Type**, o sistema externo e as áreas internas a serem retidas e, em seguida, clicar no Botão **Ok** localizado na parte inferior da tela. A Figura 29 indica a configuração utilizado para o caso da CELESC.

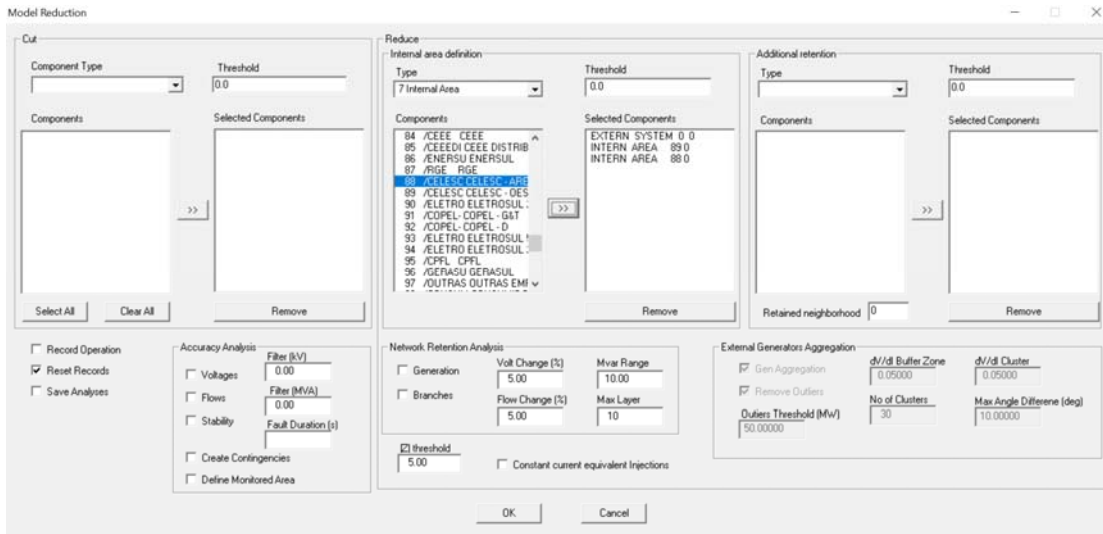


Figura 29 – Tela das opções de equivalente de rede do Organon com a configuração utilizada para a CELESC.

- 4- O programa irá indicar na sua tela o log do processo de redução do equivalente de rede e o nome e o local do arquivo salvo, conforme indicado na Figura 30. No caso exemplo, o programa criou uma rede contendo apenas as barras das áreas selecionadas da CELESC o que resultou em uma rede de 384 barras.

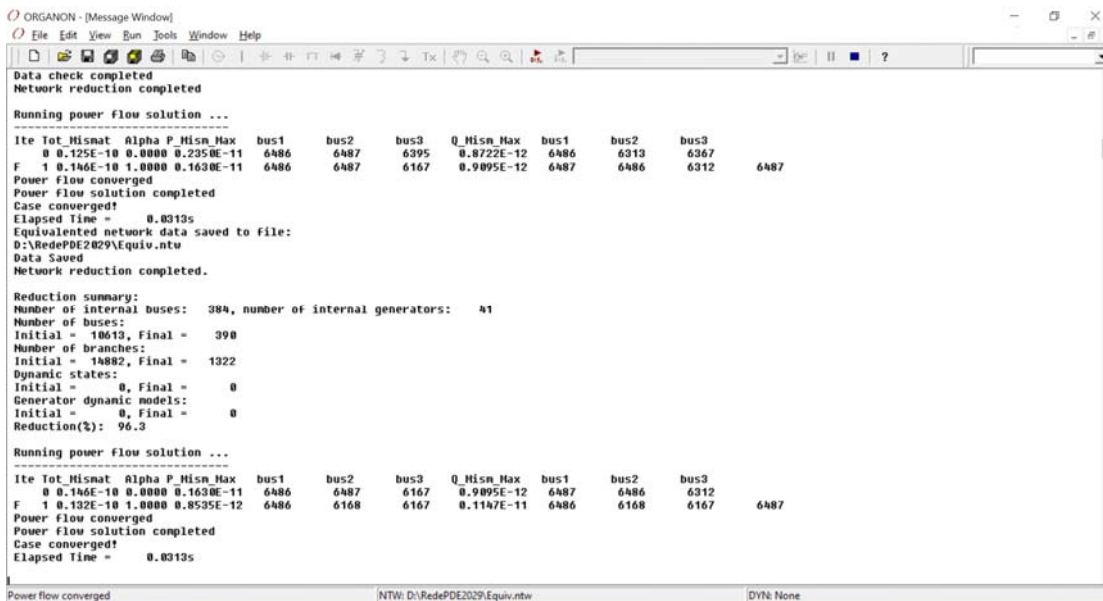


Figura 30 – Tela de Log do Organon com a execução do equivalente de rede.

- 5- O programa salva essa nova rede em um arquivo com o formato ntw (oficial do Organon). Para salvar essa nova rede no formato PWF, o usuário deve acessar no menu superior **File>Save** em que será aberta uma nova tela para o usuário indicar o nome do arquivo e a extensão do arquivo conforme apresentado na Figura 31.

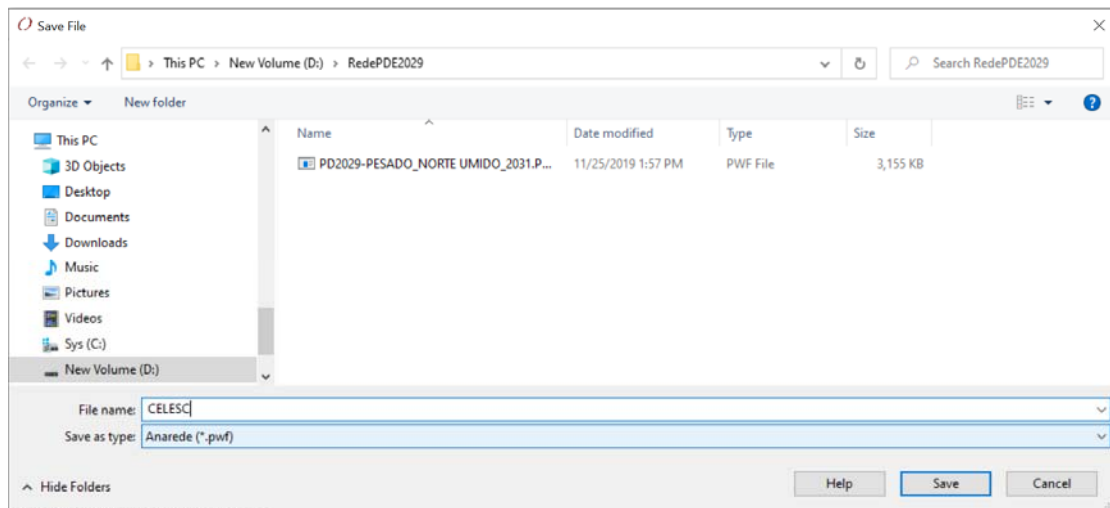


Figura 31 – Tela para salvar o arquivo gerado pelo equivalente de redes.

O seguinte vídeo apresenta os passos expostos anteriormente:

- <https://www.loom.com/share/5962540ffd83427ea69c6a75a1a171a7>

É importante destacar que as topologias das redes também podem ser enviadas pelas distribuidoras sendo o formato PWF (utilizados nos softwares do CEPEL) os mais comuns. Neste caso, essas redes comumente não estão acopladas com a rede de transmissão de forma que não é necessário passar pelo processo de recorte discutido anteriormente.


8.3.2 Consumo (Acoplamento BDGD e PWF)

A próxima informação necessária para a análise do N2 é o consumo. Especificamente, precisa-se identificar quem são os consumidores (suas classes, total do consumo e curva horária) e onde eles se localizam no arquivo de rede da distribuidora.

Essas informações de consumo (classe e localização na rede) podem ser obtidas na Base de Dados Georreferenciada da Distribuidora (BDGD). Contudo, a nomenclatura utilizada nesta base difere-se da nomenclatura utilizada no arquivo de rede da distribuidora.

Por isso, faz-se necessário criar um dicionário que associe cada uma das subestações informadas na BDGD da distribuidora com uma barra do arquivo de rede. O usuário então deve listar todas as subestações da BDGD, todas as barras do arquivo de rede da distribuidora e com isso, começar a associação.

Para listar as subestações de uma distribuidora, o usuário deverá abrir a BDGD no software Qgis utilizando os seguintes passos:

- 1- Com o software Qgis aberto, o usuário deve clicar no seguinte ícone localizado na barra lateral esquerda  (Add Vector Layer). Com isso, será aberta uma tela em que o usuário deve selecionar as opções de **Source Type** e **Source** conforme apresentado na Figura 32. Na opção de **Dataset**, o usuário deve informar o diretório da BDGD que se deseja abrir e em seguida clicar em Open.

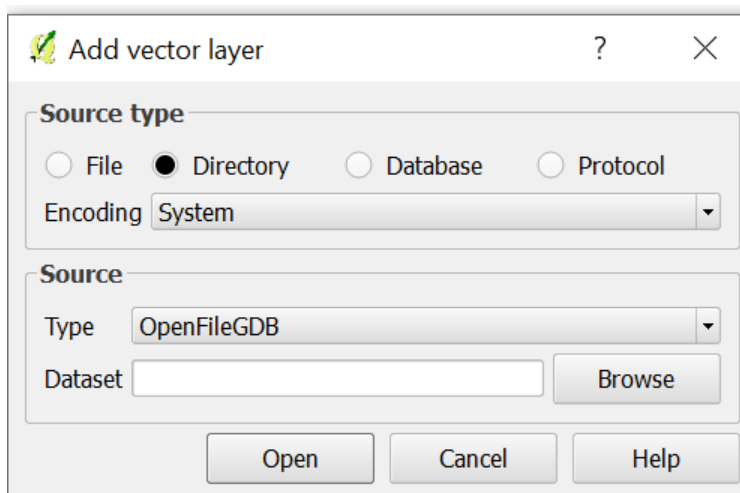


Figura 32 – Tela do Qgis para abrir a base da BDGD.

- 2- Após abrir a BDGD no Qgis, o programa irá abrir uma tela para o usuário selecionar quais camadas ele deseja importar. Neste caso, as camadas de interesse são ARAT (Área de Atuação da distribuidora), SSDAT (Segmento da Rede de Alta Tensão), SUB (Subestações). Após a seleção dessas camadas, o usuário deverá clicar no botão Ok localizado no canto inferior direito da tela, conforme indicado na Figura 33

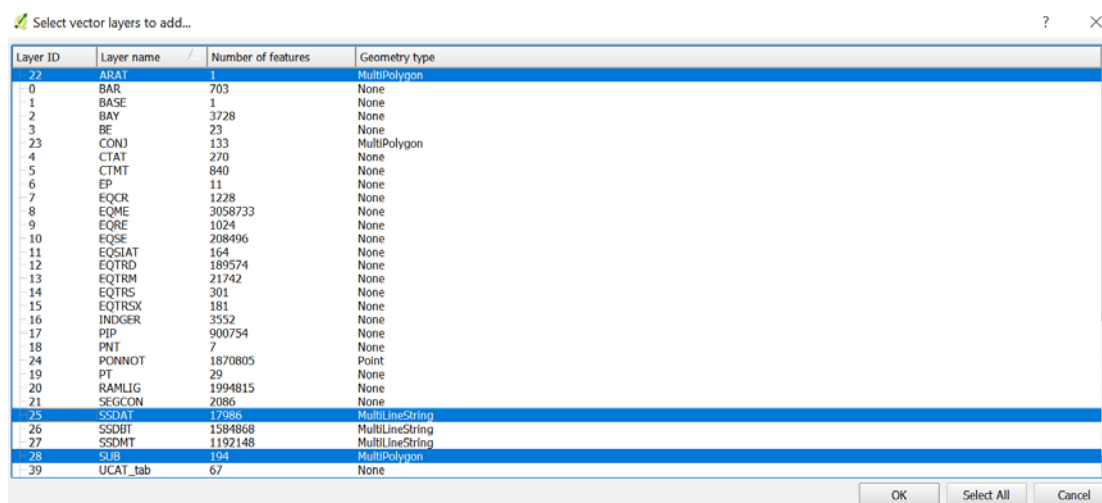


Figura 33 – Tela do Qgis para selecionar as camadas a serem visualizadas no QGis.

- 3- As camadas selecionadas poderão ser visualizadas na tela do Qgis. É importante ressaltar que todos os elementos visualizados possuem coordenadas geográficas. Para obter os dados de todas as subestações, o usuário deve clicar com o botão direito do mouse em cima da camada Sub e em seguida clicar em **Open Attribute Table**, conforme apresentado na Figura 34.

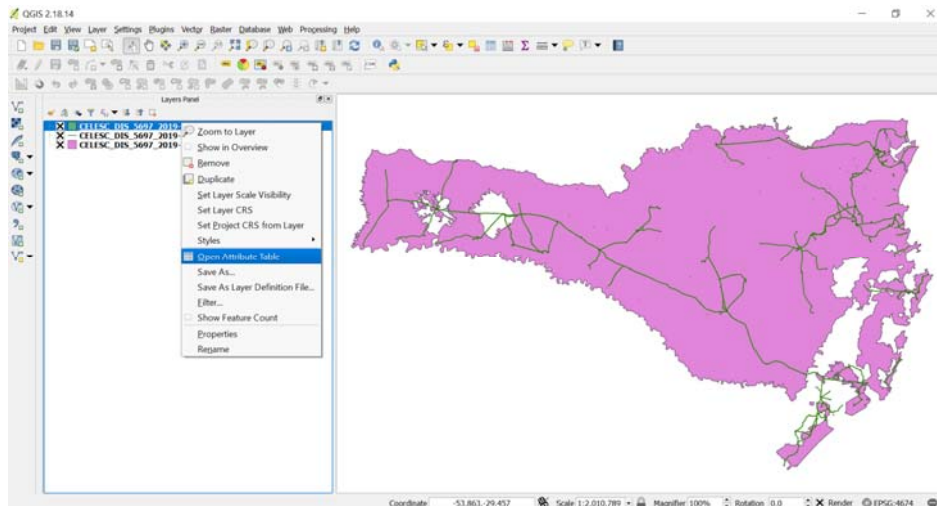


Figura 34 – Tela do Qgis para abrir a tabela de atributos da camada Subestação.

- 4- O programa irá abrir uma nova tela com os dados tabulares contendo a lista de todas as subestações desta distribuidora. O usuário pode selecionar os dados desta tabela e copiar para uma planilha de trabalho.

OBJECTID	COD_ID	DIST	POS	NOM	DESCR	Zupae_Length	Shape_Area
1	FUC	5697	PD	FAXINAL U...	609, 609, ...	0.0010836...	7.0026316...
2	SIO	5697	PD	SOMBRIO...	817, 817, ...	0.0025835...	4.0786659...
3	CZL	5697	PD	CAPINZAL...	504, 504, ...	0.0021157...	2.8443831...
4	VBA	5697	PD	VARGEM B...	520, 520, ...	0.0025540...	4.0255683...
5	CCO	5697	PD	CHAPÉCO...	602, 602, ...	0.0044614...	1.2250129...
6	COA	5697	PD	CONCÓRD...	604, 604, ...	0.0021852...	2.4232213...
7	FBO	5697	PD	FRAIBURG...	505, 505, ...	0.0021621...	2.8644735...
8	ATA	5697	PD	ARABUTÁ...	605, 605, ...	0.0018394...	1.9503601...
9	INA	5697	PD	ITAPIRAN...	613, 613, ...	0.0052031...	1.6251762...
10	BNB	5697	PD	BRAÇO D...	742, 742, ...	0.0034117...	6.3798045...
11	QLO	5697	PD	QUILOMB...	623, 623, ...	0.0029587...	5.4440076...
12	MRA	5697	PD	MARAVILH...	626, 626, ...	0.0042099...	1.0916796...
13	TRD	5697	PD	TUBARÃO...	730, 730, ...	0.0011454...	7.0649575...
14	CFL	5697	PD	CRICIÚMA...	828, 828, ...	0.0044694...	1.0655125...
15	CCI	5697	PD	CHAPÉCO...	611, 611, ...	0.0050166...	1.3814332...
16	FLA	5697	PD	FORQUILH...	809, 809, ...	0.0041079...	1.0548522...
17	ADP	5697	PD	ÁGUA DO...	521, 521, ...	0.0027588...	4.1888510...
18	HPS	5697	CS	HIPPER FR...	776, 776, ...	0.0017119...	1.5970017...
19	SMD	5697	PD	SÃO MIGU...	610, 610, ...	0.0050028...	1.3844005...
20	CSC	5697	PD	CONCÓRD...	619, 619, ...	0.0068925...	2.9509478...
21	TRA	5697	PD	TANGARA...	517, 517, ...	0.0032129...	6.3105943...
22	TTS	5697	PD	TREZE TÍL...	513, 513, ...	0.0026692...	2.6385879...
23	SGO	5697	PD	SANGÃO...	735, 735, ...	0.0029478...	5.0788759...
24	MCR	5697	PD	MONDAÍ C...	627, 627, ...	0.0036888...	8.3164902...
25	MUA	5697	PD	MORRO D...	812, 812, ...	0.0025018...	3.7806423...
26	TDE	5697	PD	TRINDADE...	106, 106, ...	0.0072955...	2.0618184...
27	BQB	5697	PD	BIGUACU...	109, 109, ...	0.0034934...	6.4641305...
28	FIS	5697	PD	FLORIANÓ...	119, 119, ...	0.0028193...	3.8230574...
29	TCO	5697	PD	TRANSIÇÃ...	108, 108, ...	0.0008647...	4.4973385...
30	SJS	5697	PD	SÃO JOSÉ...	118, 118, ...	0.0018655...	2.0313306...

Figura 35 – Tela do Qgis com a tabela de atributos da camada Subestação.

O seguinte vídeo apresenta os passos expostos anteriormente:

- <https://www.loom.com/share/3bb56e64f4454fcd808cc7223f189763>

Após obter a lista de todas as subestações da BDGD, o usuário deverá listar todas as barras do arquivo de rede da distribuidora. Neste caso, o software *Netplan* poderá ser útil para listar essas barras e visualizar a rede, o que ajudará nesse mapeamento BDGD-PWF.

O *Netplan* é um software de análise de redes que possui algumas ferramentas interessantes que podem ajudar nesta etapa. Para abrir o arquivo PWF no programa, o usuário deve seguir os passos apresentados nas figuras abaixo:

- 1- Após abrir o programa, o usuário deve selecionar no menu superior **File>Open** e com isso, o programa irá abrir uma nova tela para seleção do diretório conforme apresentado na Figura 36.

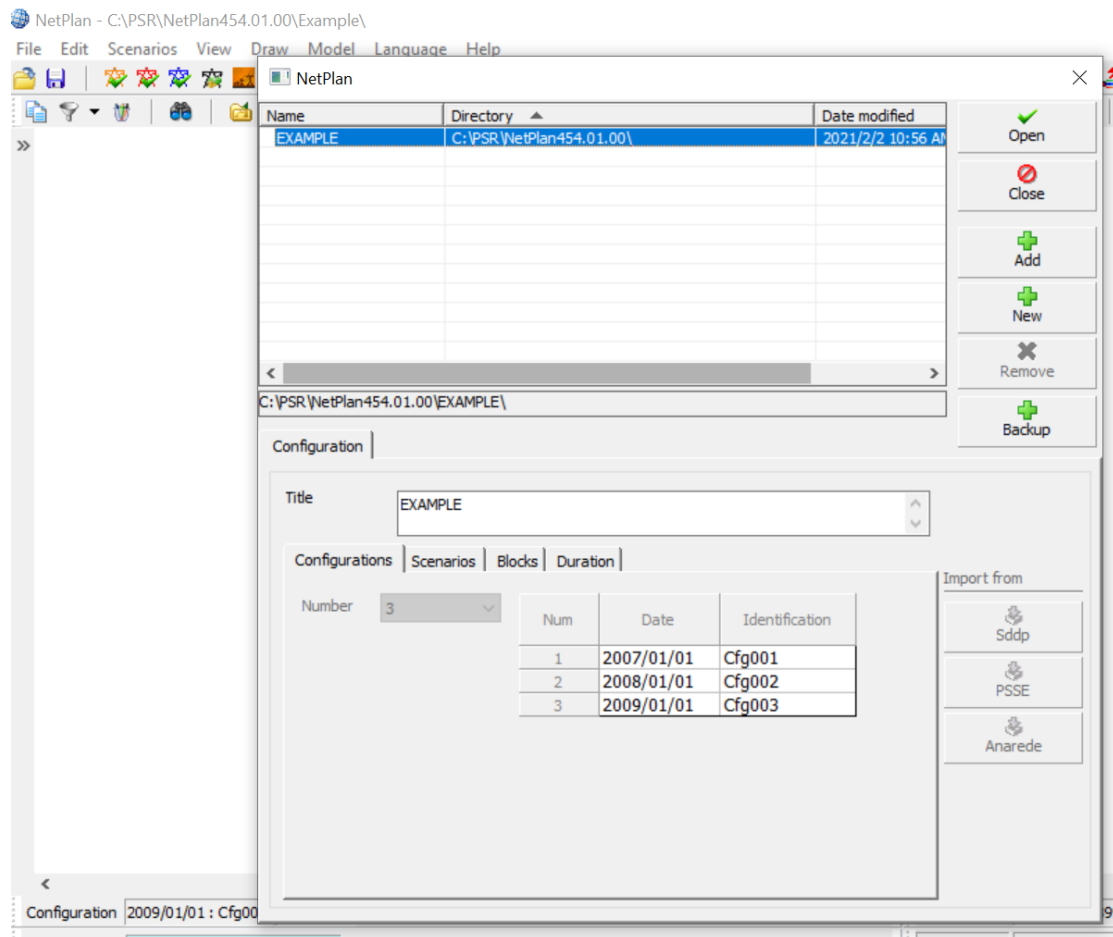


Figura 36 – Tela do Netplan para criar uma nova base.

- 2- Para escolher o diretório, o usuário deve selecionar a opção **Add** no menu lateral superior direito da tela que irá abrir a árvore de diretórios do computador. O usuário deverá escolher um diretório do computador que contém o arquivo PWF que deseja abrir. Após a seleção do diretório, o usuário deverá selecionar a opção **Anarede** no menu lateral inferior direito da tela. Com isso, será aberta uma nova tela para o usuário configurar a etapa, série e bloco deste caso, como indicado na Figura 37.

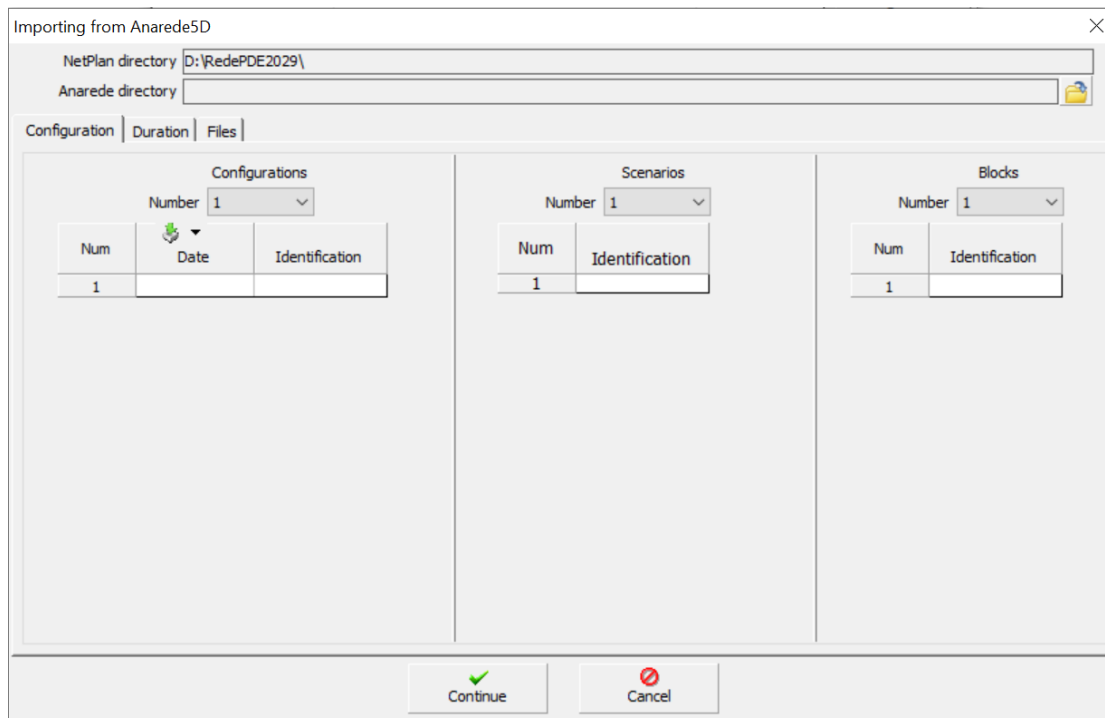


Figura 37 – Tela do Netplan para importar os dados do PWF.

- 3- Nesta nova tela, o usuário deve selecionar no ícone para indicar o diretório que contém o arquivo PWF a ser lido. Em seguida, deve-se indicar o número de etapas, cenários e blocos deste caso no submenu **configuration** conforme Figura 38.

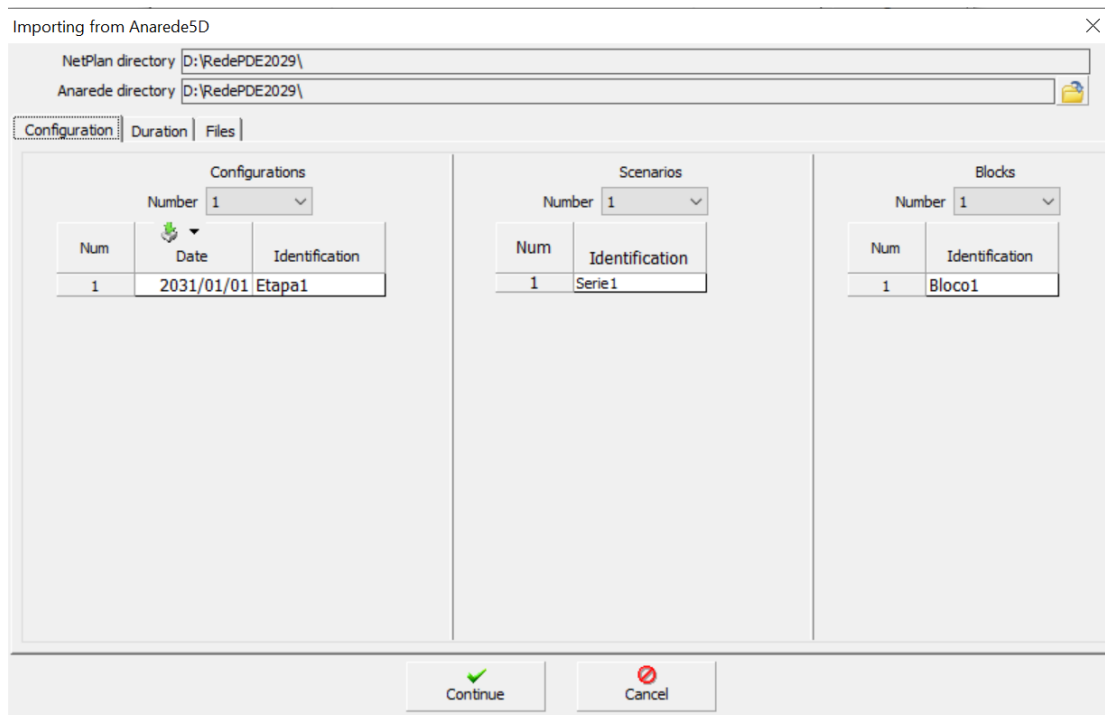


Figura 38 – Tela do Netplan com as configurações para importar os dados do PWF – Menu *Configuration*.

- 4- No submenu **duration** (Figura 39), o usuário deve informar o valor da duração de cada bloco. Neste caso, como é um bloco único, deve-se informar o valor de 100% conforme figura abaixo.

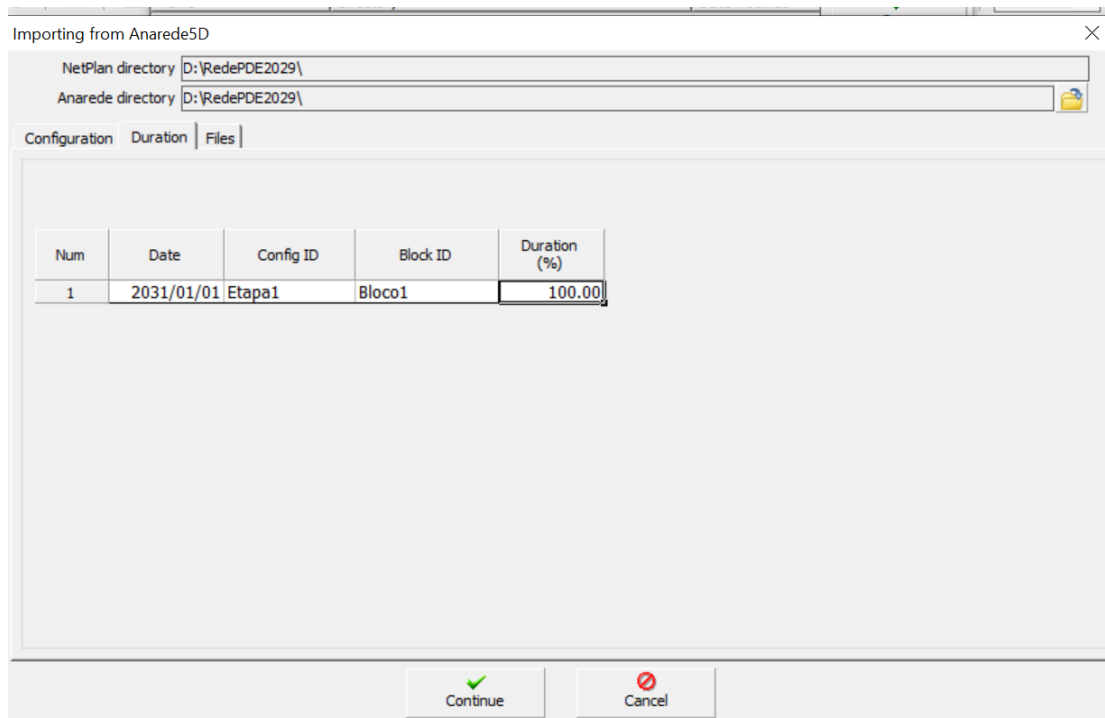


Figura 39 – Tela do Netplan com as configurações para importar os dados do PWF – Menu *Duration*.

Por último, no submenu **Files**, o usuário irá indicar o arquivo na opção **Anaredefilename** conforme Figura 40. Em seguida, é necessário clicar no botão **Continue** na barra inferior e o Netplan irá começar a leitura do PWF e criar os arquivos do Netplan.

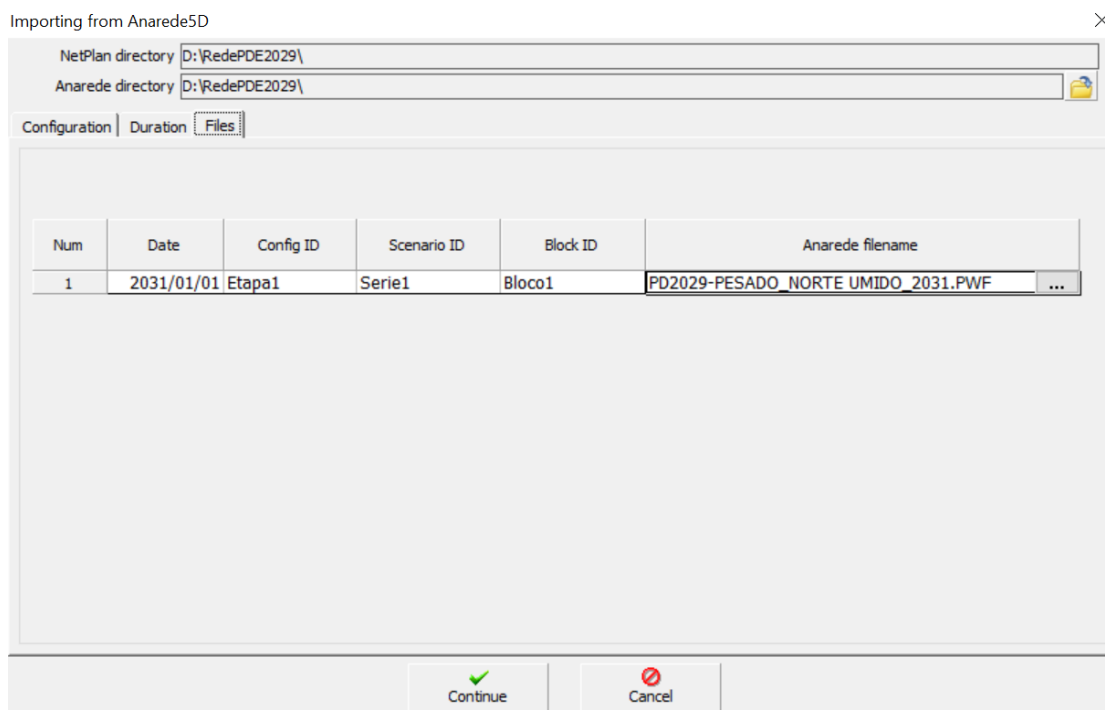


Figura 40 – Tela do Netplan com as configurações para importar os dados do PWF – Menu *Files*.

O vídeo no link abaixo apresenta esse processo de leitura do arquivo PWF no Netplan:

- <https://www.loom.com/share/39adf1112cfb4a96a035930227c8dc91>

Após esse processo, o usuário pode começar a utilizar o Netplan para acessar algumas funções. Nesta etapa, duas funções do Netplan são úteis: a primeira refere-se a desenhar a rede para visualizar as conexões entre as barras e a segunda refere-se a listar todas as barras dessa rede e suas características que serão úteis para o acoplamento PWF-BDGD a ser explicado.

Para utilizar a função de desenhar a rede, o usuário deve seguir os passos descritos abaixo:

- 1- No menu superior, acessar **Draw>Retrieve background data** que irá abrir uma nova tela. Nesta nova tela, o usuário deve selecionar o Brasil e clicar no botão Ok na parte inferior da tela conforme ilustrado na Figura 41.

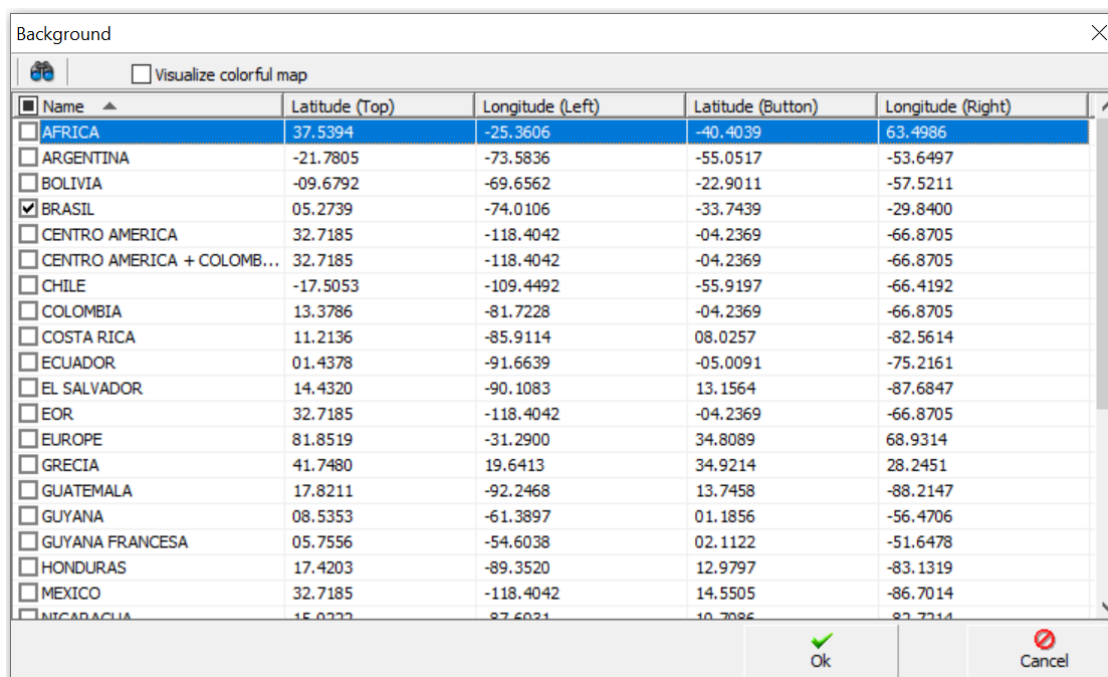


Figura 41 – Tela do Netplan para escolher o Background.

- 2- Após isso, a tela do Netplan passará a exibir um mapa do Brasil e o usuário poderá começar a posicionar barras sobre esse mapa. Neste caso, como deseja-se visualizar apenas barras da área de interesse, o usuário pode acessar o menu lateral e clicar em **Filter>Bus>Area** e selecionar as áreas de interesse conforme indicado na Figura 42.

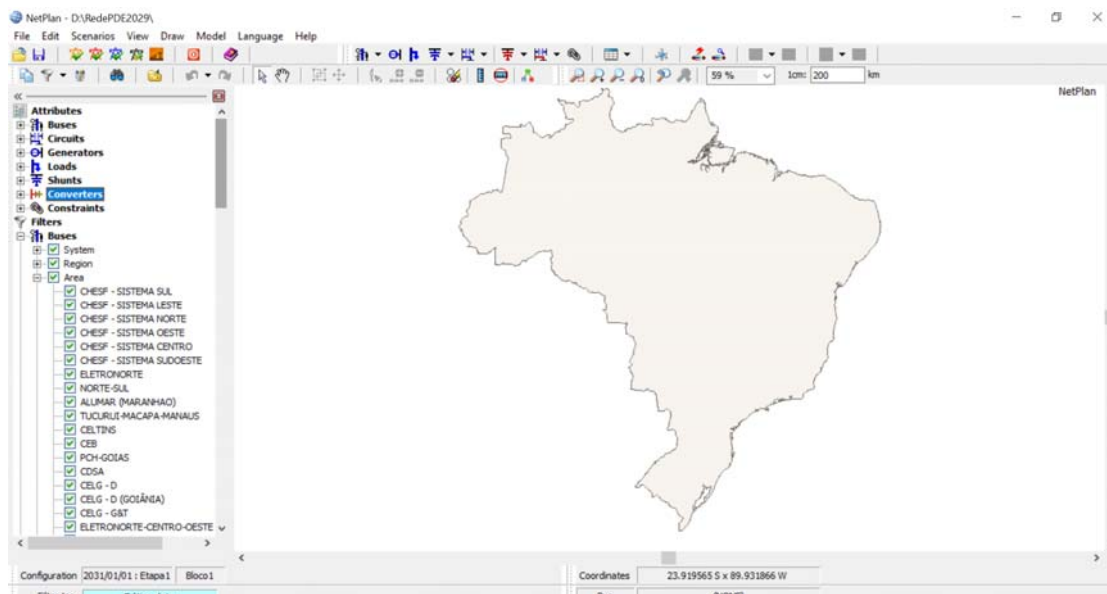


Figura 42 – Tela do Netplan para filtro da área de interesse.

- 3- O usuário então deve acessar o menu superior em **Draw>Draw Buses** e irá abrir uma tela para escolher a barra que se deseja posicionar na tela clicando sobre a barra e, em seguida, em **Ok** na lateral esquerda, conforme Figura 43.

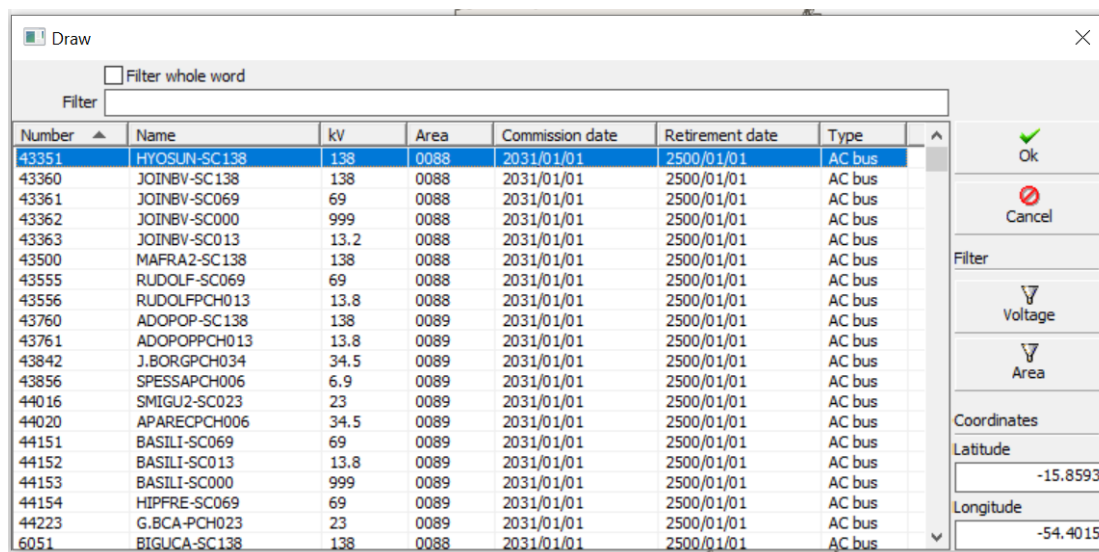


Figura 43 – Tela do Netplan para desenhar uma barra.

- 4- Na tela do Netplan, o usuário pode desenhar as barras conectadas a uma barra de interesse, apertando o **Ctrl** do teclado e clicando com o botão direito do mouse sobre a barra. A Figura 44 mostra as barras conectadas na barra 43351, após seguir esse procedimento.

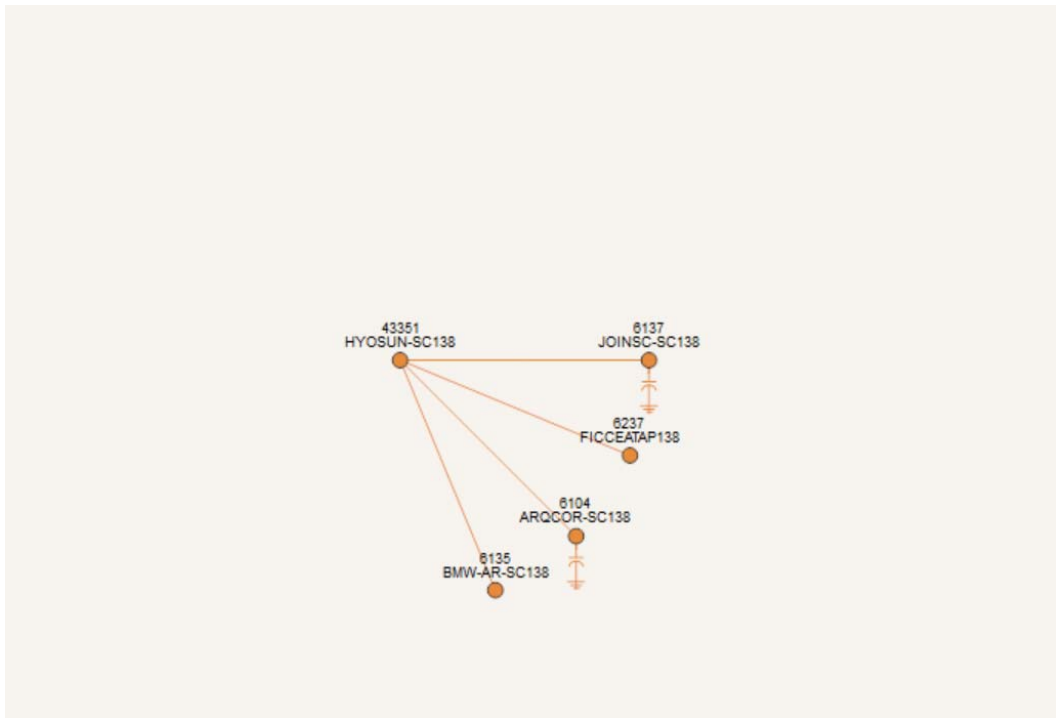


Figura 44 – Tela do Netplan com algumas barras de interesse desenhadas.

- 5- Por fim, outra função útil do Netplan para este procedimento é a **Tabular List** que se encontra na barra de ferramentas superior, conforme indicada na Figura 45. Ao clicar neste ícone, irá surgir uma tela com a lista de todas as barras deste PWF contendo a numeração, nome, nível de tensão, área entre outras características. O usuário pode copiar toda essa lista para a sua planilha de trabalho.

Bus...	Bus name	kV	Gener...	Activ...	React...	Desir...	Minim...	Maxi...	Emer...	Emer...	Latitude	Longitude	System	Region
1	PAF1-1UHE013	13.8	150.0	0.0	0.0	1.006	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
4	PAF2A1UHE013	13.8	70.0	0.0	0.0	0.979	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
5	PAF2A2UHE013	13.8	70.0	0.0	0.0	0.979	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
6	PAF2A3UHE013	13.8	70.0	0.0	0.0	0.982	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
7	PAF2B1UHE013	13.8	60.6	0.0	0.0	0.989	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
8	PAF2B2UHE013	13.8	60.6	0.0	0.0	0.991	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
9	PAF2B3UHE013	13.8	60.6	0.0	0.0	0.991	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
10	PAF3-1UHE013	13.8	319.2	0.0	0.0	0.995	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
11	PAF3-2UHE013	13.8	319.2	0.0	0.0	0.989	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
14	PAF4-1UHE013	13.8	1963.0	0.0	0.0	0.991	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
21	SOBRA1UHE013	13.8	840.0	0.0	0.0	1.003	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
22	SOBRM2SIN013	13.8	0.0	0.0	0.0	1.050	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
28	ASALE1UHE013	13.8	159.6	0.0	0.0	0.988	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
29	ASALE2UHE013	13.8	159.6	0.0	0.0	0.985	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
33	LGONZ1UHE013	13.8	598.5	0.0	0.0	1.039	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
34	LGONZ2UHE013	13.8	598.5	0.0	0.0	1.039	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
35	LGONZA-PE000	999.0	0.0	0.0	0.0	1.062	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
44	BESPE1UHE013	13.8	93.1	0.0	0.0	1.007	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
46	BESPE3UHE013	13.8	120.6	0.0	0.0	1.006	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01
47	BESPM4SIN013	13.8	0.0	0.0	0.0	1.000	0.950	1.050	0.950	1.050			System 01	Region 01

Figura 45 – Tela do Netplan com a lista de todas as barras da rede.

Os vídeos abaixo apresentam os passos expostos anteriormente:

- <https://www.loom.com/share/a1df7adeec5b42ab94c3471a11ad5c0f>
- <https://www.loom.com/share/edc21906dc464fc690c31e4f5dffff37>

Com as subestações da BDGD e as barras do PWF exportadas para uma planilha de trabalho, o usuário deverá começar a trabalhar na associação entre esses dois dados. No primeiro momento, a identificação de uma subestação em uma barra se dará pela similaridade dos nomes. Em seguida, o usuário poderá aproveitar as ferramentas de visualização do Netplan e do Qgis para identificar as barras pelas vizinhanças. Os vídeos abaixo ilustram o processo:

- <https://www.loom.com/share/ff2ed2a2891d41ca837b3e1027ecd09d>
- <https://www.loom.com/share/502d59ec65ba4ecea77d42c0b6669318>

8.3.3 Geração

Por fim, a última informação necessária sobre o estado atual da rede da distribuidora são os geradores conectados no nível N2 e suas características, fonte de geração, potência instalada e ponto de conexão na rede.

A ANEEL enviou uma planilha em formato excel que contém todas essas informações para todos os geradores e todas as distribuidoras conectados no nível N2. Neste caso, o ponto de conexão informado na planilha da ANEEL não tem a mesma nomenclatura indicada na rede do PWF. Dessa forma, o usuário deverá tentar identificar a barra de conexão por similaridade do nome. A Figura 46 apresenta alguns geradores conectados na distribuidora CELESC e seus respectivos pontos de conexão no PWF.

Acessante	Potência Outorgada	CEG Numérico	Ponto de Conexão	Tipo de Geração	BarraPWF - E	NomeBarraPWF - E
Quinta de Gomariz	4,000.0	EOLCVSC032302-0	Barra 138kV da SE Água Doce Três Pinheiros	EOL	6368	ADOL3P-SC138
Amparo	22,500.0	EOLCVSC029069-6	SE Água Doce Linha Três Pinheiros - barra 138kV	EOL	6368	ADOL3P-SC138
Aquibatã	30,000.0	EOLCVSC029052-1	SE Água Doce Linha Três Pinheiros - barra 138kV	EOL	6368	ADOL3P-SC138
Angelina (Antiga Portobello - Corredeira do Encano)	26,270.0	PCHPHSC002133-4	SE Tijucas - barra 138kV	PCH	6091	TIJUCA-SC138
Angelina (Antiga Portobello - Corredeira do Encano)	26,270.0	PCHPHSC002133-4	SE Tijucas - barra 138kV	PCH	6091	TIJUCA-SC138
Angelina (Antiga Portobello - Corredeira do Encano)	26,270.0	PCHPHSC002133-4	SE Tijucas - barra 138kV	PCH	6091	TIJUCA-SC138
Angelina (Antiga Portobello - Corredeira do Encano)	26,270.0	PCHPHSC002133-4	SE Tijucas - barra 138kV	PCH	6091	TIJUCA-SC138
Angelina (Antiga Portobello - Corredeira do Encano)	26,270.0	PCHPHSC002133-4	SE Tijucas - barra 138kV	PCH	6091	TIJUCA-SC138

Figura 46 – Exemplo de associação de barras da planilha Aneel com barras do pwf.