



OPERAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES: ANÁLISE DO
IMPACTO DA RESPOSTA DA DEMANDA

Matheus Duarte de Menezes

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão
Amanda Fernandes de Oliveira

Rio de Janeiro
Abril de 2023

OPERAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES: ANÁLISE DO
IMPACTO DA RESPOSTA DA DEMANDA

Matheus Duarte de Menezes

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinado por:

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, D.Sc.

Eng. Amanda Fernandes de Oliveira, B.Sc.

Prof. Thiago José Masseran Antunes Parreiras, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

ABRIL DE 2023

Duarte de Menezes, Matheus

Operação de redes de distribuição inteligentes: análise do impacto da resposta da demanda/Matheus Duarte de Menezes. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2023.

XIII, 95 p.: il.; 29, 7cm.

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão

Amanda Fernandes de Oliveira

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/
Curso de Engenharia Elétrica, 2023.

Referências Bibliográficas: p. 77 – 80.

1. Smart grid. 2. Redes inteligentes. 3. Sistema de distribuição. 4. Otimização. I. Mosqueira Falcão, Djalma *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III. Título.

*"Se eu vi mais longe, foi porque
estava sobre ombros de
gigantes." – Isaac Newton*

Agradecimentos

Aos que foram fundamentais à minha formação como indivíduo: minha mãe Fátima, meu pai Eduardo, meu irmão Madson, minha avó Adelaide, meu avô Carlos (in memoriam), minha vó Maria, meu avô Manuel (in memoriam) e meu tio Alexandre (in memoriam).

Aos familiares que contribuíram em meu percurso até aqui, especialmente no momento mais difícil da minha vida: Angélica, Verônica, Aliéce, Glória, tios, tias, primos e primas.

À minha namorada Bianca pelo apoio e aos meus amigos que estiveram presentes durante a faculdade, especialmente Lorenzo, Rabelo e Marcos.

À toda equipe da PSR, especialmente à Amanda que sugeriu o tema e orientou o trabalho, ao João e ao Nickolas por todo o suporte, ao Matheus Sabino pelas sugestões e ao time de Transmissão e Distribuição.

Aos professores presentes na minha formação, especialmente ao professor Lopes que foi fundamental para meu intercâmbio, ao professor Djalma que orientou este trabalho e ao professor Thiago pela atenciosidade e disponibilidade em participar da banca.

E a todos os gigantes que foram referência e fonte de inspiração.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

OPERAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES: ANÁLISE DO IMPACTO DA RESPOSTA DA DEMANDA

Matheus Duarte de Menezes

Abril/2023

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão
Amanda Fernandes de Oliveira

Curso: Engenharia Elétrica

O sistema elétrico está passando por grandes transformações devido à evolução das tecnologias de comunicação e à elevada penetração dos recursos energéticos distribuídos. Dentre essas transformações está a resposta da demanda, que dará aos consumidores de energia elétrica maior conhecimento e gerenciamento sobre o seu consumo em resposta às condições da oferta, permitindo que participem ativamente do mercado de energia. Essa mudança de paradigma dá origem ao conceito de rede elétrica inteligente e o dimensionamento dos possíveis impactos é de grande importância para a sociedade.

Neste trabalho, serão analisados os principais impactos de dois diferentes tipos de resposta da demanda em sistemas de distribuição. Para avaliar esses impactos, serão utilizados dois programas: PSR DS e DSO.jl. A metodologia desenvolvida e as ferramentas serão aplicadas em um caso exemplo e um caso adaptado de uma distribuidora do sistema elétrico brasileiro.

Como conclusão, observou-se que os mecanismos de resposta da demanda podem trazer benefícios para a operação e o planejamento do sistema elétrico. Além disso, notou-se uma possível sinergia com outros recursos energéticos distribuídos, como geração distribuída e baterias. Esses resultados sugerem que a resposta da demanda pode ser uma tecnologia importante para aumentar a eficiência e a sustentabilidade do sistema.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

SMART GRID OPERATION: ANALYSIS OF DEMAND RESPONSE IMPACT ON DISTRIBUTION SYSTEMS

Matheus Duarte de Menezes

April/2023

Advisors: Djalma Mosqueira Falcão

Amanda Fernandes de Oliveira

Course: Electrical Engineering

The electric power system is undergoing major transformations due to the evolution of communication technologies and the high penetration of distributed energy resources. Among these transformations is demand response, which will give electricity consumers greater knowledge and management over their consumption in response to supply conditions, allowing them to actively participate in the energy market. This paradigm shift gives rise to the concept of the smart grid, and the dimensioning of the possible impacts is of great importance to society.

In this study, the main impacts of two different types of demand response in distribution systems will be analyzed. To evaluate these impacts, two softwares will be used: PSR DS and DSO.jl. The developed methodology and tools will be applied in an example case and an adapted case of a distributor in the Brazilian electrical system.

As a conclusion, it was observed that demand response mechanisms can bring benefits to the operation and planning of the electrical system. In addition, a possible synergy with other distributed energy resources, such as distributed generation and batteries, was noted. These results suggest that demand response can be an important technology to increase system efficiency and sustainability.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xiii
1 Introdução	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivos	3
1.3 Estrutura do trabalho	4
2 Fundamentos teóricos	5
2.1 Demanda e geração de eletricidade	5
2.2 Sistema elétrico	14
2.3 Resposta da demanda	19
2.4 Estado da arte no Brasil	25
3 Metodologia	29
3.1 Dados de entrada e premissas	31
3.2 Cenários e casos	33
3.3 PSR DS	35
3.4 DSO.jl	37
4 Estudos de caso	40
4.1 Sistema Teste	40
4.1.1 Apresentação do sistema	40
4.1.2 Alocação de resposta da demanda	44
4.1.3 Análise dos resultados	45
4.2 Distribuidora RGE	58
4.2.1 Apresentação do sistema	58
4.2.2 Alocação de resposta da demanda	62
4.2.3 Análise dos resultados	63

5	Considerações finais	74
5.1	Conclusões	74
5.2	Trabalhos futuros	76
	Referências Bibliográficas	77
A	Metodologia de simplificação de redes de distribuição	81
B	Metodologia do PSR DS	83
C	Metodologia do DSO.jl	91

Lista de Figuras

2.1	Estimativa e projeção do tamanho da população mundial. Elaborado a partir de [1].	5
2.2	Consumo mundial de energia. Elaborado a partir de [2].	6
2.3	Consumo final de energia por fonte em 2020. Elaborado a partir de [2].	7
2.4	Geração de eletricidade por fonte no mundo em 2020. Elaborado a partir de [2].	8
2.5	Projeção de geração de eletricidade por fontes até 2050. Elaborado a partir de [2].	9
2.6	Geração de eletricidade por fonte no Brasil em 2021. Elaborado a partir de [5].	10
2.7	Projeção de geração de eletricidade por fonte no Brasil até 2032. Elaborado a partir de [6].	11
2.8	Projeção de geração distribuída no Brasil até 2032 e divisão por fontes. Elaborado a partir de [6].	12
2.9	Representação ilustrativa de um sistema elétrico de potência [10]. . .	14
2.10	Estrutura tradicional de um sistema de potência. Adaptado de [11]. . .	15
2.11	Fluxo bidirecional em um sistema de potência. Adaptado de [11]. . .	16
2.12	Recursos energéticos distribuídos em redes elétricas [16].	17
2.13	Presente e futuro do sistema elétrico [14].	17
2.14	Possíveis objetivos de um programa de resposta da demanda [22]. . .	19
2.15	Tipos de resposta da demanda. Elaborado a partir de [16].	22
2.16	Comparação da tarifa do tipo TOU e a convencional. Adaptado de [27].	26
3.1	Ilustração da metodologia proposta no trabalho.	30
3.2	Parcelas de energia e capacidade da tarifa binômica por tipo de consumidor. Elaborado a partir de [32].	32
3.3	Montagem dos 30 casos estudados.	33
3.4	Procedimento de alocação de resposta da demanda.	34
3.5	Redução da curva de carga original (preto) para a curva de carga após a aplicação da tarifa binômica (vermelho).	36

3.6	Sistema de distribuição do futuro [33].	37
3.7	Solução do problema no DSO.jl [33].	38
3.8	Conversão do formato da BDGD para o formato JSON [33].	38
3.9	Limites superior e inferior e otimização da demanda com base no custo de importação de energia.	39
4.1	Sistema IEEE-123 barras adaptado [33].	41
4.2	Custo de importação de energia para o sistema teste.	42
4.3	Cenários de geração distribuída.	42
4.4	Curvas de carga por tipo de consumidor, em pu, e demanda total, em MW.	43
4.5	Demanda e geração de eletricidade por fontes para os cenários de referência.	46
4.6	Demanda de eletricidade com penetração de RD para o Cenário Base.	47
4.7	Custos operativos para os três cenários de referência.	49
4.8	Custos operativos com penetração de RD para o Cenário Base.	50
4.9	Fluxo médio dos circuitos da rede de distribuição para os três cenários de referência.	52
4.10	Fluxo médio dos circuitos com penetração de RD para o Cenário Base.	53
4.11	Perdas de energia nos circuitos da rede de distribuição para os três cenários de referência.	55
4.12	Perdas de energia nos circuitos com penetração de RD para o Cenário Base.	56
4.13	Rio Grande do Sul e a área de concessão da RGE [35].	58
4.14	Custo de importação de energia.	59
4.15	Cenários de geração distribuída.	59
4.16	Curvas de carga por tipo de consumidor e demanda total.	61
4.17	Redução da curva de carga original (preto) para a curva de carga após a aplicação da tarifa binômica (vermelho).	62
4.18	Demanda e geração de eletricidade por fontes para os cenários de referência.	64
4.19	Demanda de eletricidade com penetração de RD para o Cenário Base.	65
4.20	Custos operativos para os três cenários de referências.	66
4.21	Custos operativos com penetração de RDT e RDI para o Cenário Base.	67
4.22	Fluxo médio dos circuitos da rede de distribuição para os três cenários de referência.	69
4.23	Custos operativos com penetração de RD para o Cenário Base.	69
4.24	Perdas de energia nos circuitos da rede de distribuição para os três cenários de referência.	71

4.25	Perdas de energia nos circuitos com penetração de RD para o Cenário Base.	72
A.1	Abordagem simplificada para uma rede de distribuição hipotética [36].	81
A.2	Proposta de representação de alimentadores equivalentes - rede MT/BT da distribuidora [36].	82

Lista de Tabelas

2.1	Grupos de consumidores.	25
4.1	Repartição da carga da EDP São Paulo [34].	43
4.2	Reduções da demanda de ponta (%) em relação ao Cenário Base. . .	48
4.3	Redução de custos operativos totais (%) em relação ao Cenário Base.	51
4.4	Redução do fluxo médio de ponta (%) em relação ao Cenário Base. .	54
4.5	Redução das perdas totais (%) em relação ao Cenário Base.	57
4.6	Repartição dos consumidores da RGE [35].	60
4.7	Redução da demanda de ponta (%) em relação ao Cenário Base. . . .	66
4.8	Redução de custos operativos totais (%) em relação ao Cenário Base.	68
4.9	Redução do fluxo médio de ponta (%) em relação ao Cenário Base. .	70
4.10	Redução das perdas totais (%) em relação ao Cenário Base.	73

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

A eletricidade é uma das fontes de energia vitais para o mundo moderno. Ela é utilizada em praticamente todos os aspectos da vida cotidiana, desde a iluminação e o transporte até à comunicação e à indústria, sendo um componente-chave do desenvolvimento tecnológico e imprescindível para o bem-estar da sociedade.

O sistema elétrico é o conjunto de elementos que gera, transmite e distribui eletricidade, e a confiabilidade desse sistema é fundamental para garantir o fornecimento constante de energia elétrica. Atualmente, os sistemas elétricos do mundo todo estão passando por mudanças e desafios devido à crescente demanda por energia elétrica, à necessidade de renovar e expandir a capacidade de geração e à preocupação com o impacto ambiental, o que exige investimentos em novas tecnologias.

A partir dessas mudanças, surge o conceito de rede elétrica inteligente (do inglês *smart grid*), que é a utilização de tecnologias avançadas para tornar o sistema elétrico mais eficiente e seguro. A rede elétrica inteligente utiliza sensores e medidores para monitorar o consumo de energia em tempo real e ajustar a produção de forma mais eficiente, o que pode ajudar a evitar o desperdício de energia e garantir que haja sempre energia disponível quando necessário.

Nesse contexto, observa-se também o aumento da adoção dos recursos energéticos distribuídos, como a geração distribuída, as baterias, a eficiência energética, os veículos elétricos e a resposta da demanda. Esse último permite que os consumidores alterem seus padrões de uso de eletricidade em resposta a variações nas tarifas ou incentivos financeiros. Com a introdução de fontes de energia renovável não controláveis, a necessidade de flexibilidade nos sistemas aumenta, e com isso, é relevante encontrar recursos flexíveis que vão auxiliar no balanço entre oferta e demanda. A resposta da demanda é um desses recursos, por isso tem ganhado relevância no contexto mundial e no Brasil. Com o desenho de mercado adequado, a

resposta da demanda permite otimizar a infraestrutura existente, garantir a capacidade de fornecimento de energia sem a necessidade de acionar usinas mais caras e maximizar o uso de energia renovável intermitente, como eólicas e solares.

No Brasil, o setor elétrico está passando por um processo de modernização, que vem sendo discutido em diversas frentes. Podem ser citados como exemplo: o Projeto de Lei 414/21, que propõe a modernização do setor e a abertura do mercado livre de energia; a Tomada de Subsídios 11/2021, que recebeu propostas de modelos regulatórios para a inserção de recursos energéticos distribuídos; a Lei 14.300/2022, que cria o Marco Legal da Geração Distribuída; o projeto de P&D Sandboxes Tarifários, em que pretende-se experimentar novas modalidades tarifárias para os consumidores atendidos na baixa tensão; e o Programa de Resposta da Demanda da ANEEL, que permite aos grandes consumidores reduzir ou deslocar voluntariamente a demanda de energia elétrica mediante a incentivos financeiros.

1.2 Objetivos

Nesse contexto, é relevante analisar os impactos que essas transformações podem ter nos sistemas elétricos, tanto para os consumidores quanto para os operadores das redes elétricas. Com essa finalidade, este trabalho propõe o estudo de dois mecanismos de resposta da demanda na operação de redes de distribuição. O primeiro é um mecanismo não despachável, ou seja, um tipo de resposta da demanda implícita, nesse caso, a resposta da demanda por tarifa utilizando a tarifa binômica para os consumidores da baixa tensão. E o segundo é um mecanismo despachável, ou seja, resposta da demanda explícita, que é a resposta da demanda por incentivo utilizando o modelo de interruptibilidade de cargas flexíveis para consumidores da alta e média tensão.

O método utilizado neste trabalho é por simulação, que envolve a coleta de dados da rede elétrica, de consumo de eletricidade e a preparação desses dados para a aplicação dos programas utilizados. Em um primeiro momento, é estudada a operação de um sistema teste, o IEEE-123 barras, analisando as mudanças na demanda, no fluxo de circuitos, nas perdas e nos custos operacionais totais. Após isso, o objetivo principal é expandir a análise e estudar esses mesmos impactos para um sistema adaptado de uma distribuidora real, a RGE. Isso permitirá avaliar os impactos eletroenergéticos dessas medidas e fornecer informações para o gerenciamento da demanda nas redes de distribuição.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos que serão brevemente descritos a seguir.

O Capítulo 1 é a introdução, em que é apresentada a motivação, os objetivos e a estrutura do trabalho.

O Capítulo 2 apresenta a contextualização do momento atual em relação à demanda de energia, o surgimento das fontes renováveis e como isso impacta o setor elétrico. Além disso, são apresentados os conceitos de uma rede elétrica inteligente, recursos energéticos distribuídos e resposta da demanda. Para esse último, são detalhados os tipos existentes, seus benefícios para a rede elétrica e a atual estrutura tarifária brasileira.

O Capítulo 3 descreve a metodologia utilizada, incluindo os dados de entrada, as premissas, os cenários, os casos montados e os programas. São considerados três cenários diferentes: sem geração distribuída, com geração distribuída e, por último, ao adicionar baterias. Para realizar as simulações, foram utilizados dois programas, o PSR DS que modela a resposta da demanda por tarifa e o DSO.jl que modela a operação da rede de distribuição com recursos energéticos distribuídos à disposição, entre os quais, a resposta da demanda por incentivo.

O Capítulo 4 é composto pelos estudos de caso para um sistema fictício (IEEE-123 barras) e um sistema adaptado de uma distribuidora real (RGE). Nele são apresentados os sistemas, as modificações para a alocação da resposta da demanda e os resultados das simulações.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Fundamentos teóricos

2.1 Demanda e geração de eletricidade

Em 2022 a população global atingiu 8 bilhões de pessoas, de acordo com as projeções da Organização das Nações Unidas (ONU) [1]. O crescimento demográfico é um fenômeno que tem sido observado em várias partes do mundo nos últimos anos. Segundo as últimas projeções da organização, que estão ilustradas na figura 2.1, a população mundial deve chegar em 8.5 bilhões em 2030 e 9.7 bilhões em 2050. A estimativa é de que a população atinja um pico de cerca de 10.4 bilhões de pessoas durante a década de 2080 e permaneça nesse nível até 2100.

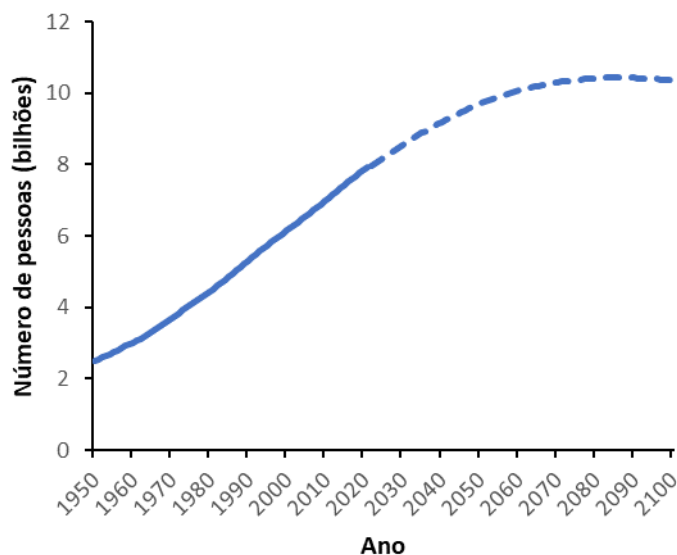


Figura 2.1: Estimativa e projeção do tamanho da população mundial. Elaborado a partir de [1].

Esse aumento significativo da população tem implicações em vários aspectos, incluindo a demanda por energia, uma vez que, conforme a população cresce, essa

demanda também aumenta, como está ilustrado na figura 2.2, de acordo com dados da Agência Internacional de Energia (AIE) [2]. Isso ocorre porque mais pessoas precisam de energia para alimentar suas casas, transporte e outras necessidades básicas e, devido ao aumento do consumo per capita, cada pessoa consome mais energia do que antes. Esse fato tem sido um desafio para os países, já que precisam encontrar maneiras de produzir energia suficiente para atender às necessidades da população, o que tem levado ao aumento da produção de energia a partir de fontes renováveis, mas também tem gerado preocupações com relação à exploração de fontes de energia não renováveis, como petróleo e gás, que podem ter impactos negativos ao meio ambiente.

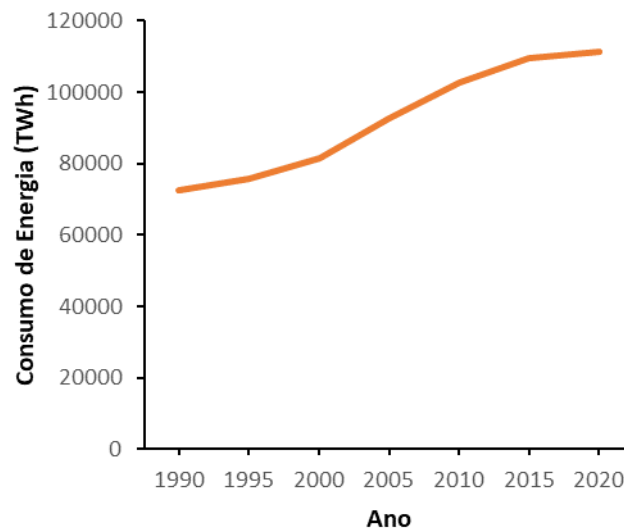


Figura 2.2: Consumo mundial de energia. Elaborado a partir de [2].

Na primeira metade do século XIX, a maior parte da energia consumida era de origem renovável, como a madeira [3]. No entanto, a necessidade de expansão da produção industrial resultou na utilização do carvão como combustível, o que trouxe benefícios econômicos. A utilização de combustíveis fósseis teve um papel importante na Revolução Industrial, que ocorreu na Europa e nos Estados Unidos nos séculos XVIII e XIX. A produção em massa de bens de consumo e a expansão das indústrias dependiam da disponibilidade de energia em larga escala, o que foi possível com o uso desses combustíveis. Com isso, iniciou-se a era dos combustíveis fósseis. No entanto, a queima desses combustíveis também contribuiu para a poluição do ar e da água, gerando um aumento significativo nas emissões de gases do efeito estufa, o que resultou em mudanças climáticas globais, como o aquecimento da temperatura média do planeta e o aumento do nível do mar.

Durante a primeira metade do século XX, a eletricidade foi fundamental para o desenvolvimento industrial e a urbanização em muitos países, mas ainda era um

luxo para a maioria das pessoas. Já na segunda metade do século XX, a produção de eletricidade aumentou significativamente, tornando-se um componente vital em praticamente todas as áreas da vida moderna e ampliando a sua participação nas matrizes energéticas de muitos países. Em 2020, a eletricidade representava 13.4% da matriz energética mundial, como ilustrado na figura 2.3.

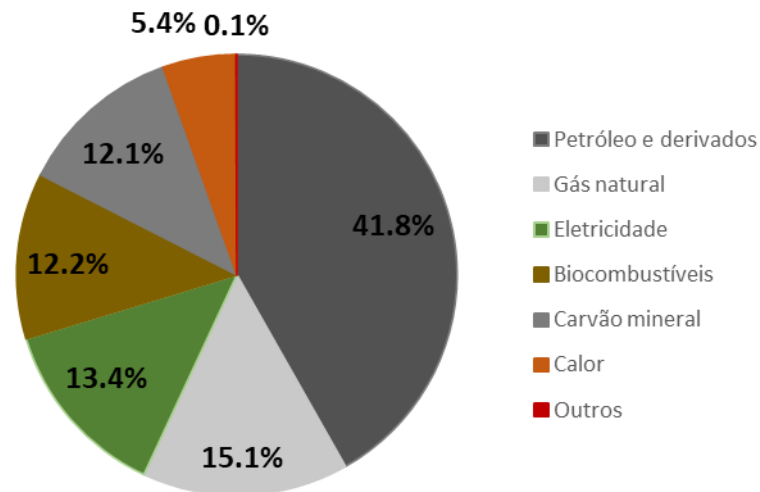


Figura 2.3: Consumo final de energia por fonte em 2020. Elaborado a partir de [2].

Contudo, é importante destacar que a produção de eletricidade mundial ainda é majoritariamente não renovável, sendo baseada principalmente em combustíveis fósseis, como pode ser visto na figura 2.4, o que traz implicações importantes para o meio ambiente e para a sustentabilidade a longo prazo.

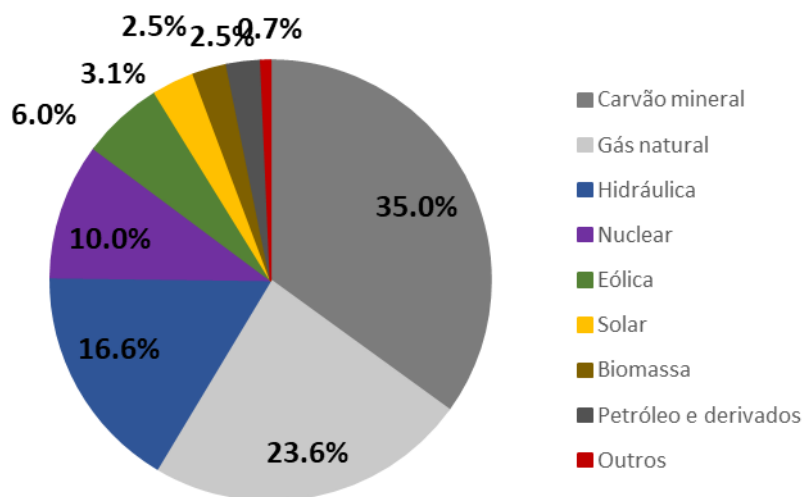


Figura 2.4: Geração de eletricidade por fonte no mundo em 2020. Elaborado a partir de [2].

O aumento da temperatura média global tem sido um fenômeno observado há décadas e cientistas alertam que se não forem tomadas medidas para reverter esse processo, as consequências podem ser catastróficas. Por esse motivo, foi realizada a Conferência de Paris em 2015, onde os países participantes acordaram em reduzir as emissões de gases do efeito estufa em um nível que permita limitar o aumento da temperatura global a menos de 2 graus Celsius em relação aos níveis pré-industriais [4]. Uma das principais formas de atingir essa meta é investindo em fontes renováveis de energia, como solar, eólica e hidrelétrica, que têm como vantagem o fato de serem inesgotáveis e limpas, o que as torna uma alternativa muito atrativa em relação aos combustíveis fósseis.

O setor elétrico é um dos principais envolvidos nesse processo de transição para fontes renováveis. Em muitos países, já é possível observar um aumento significativo na geração de energia a partir dessas fontes, o que tem contribuído para a redução das emissões de gases do efeito estufa pelo setor. É importante ressaltar que esse processo não é simples e requer um grande investimento em tecnologia e infraestrutura. No entanto, a longo prazo, a transição energética pode trazer muitos benefícios, tanto para o meio ambiente quanto para a economia de um país. A figura 2.5 ilustra a projeção de geração de eletricidade por fontes renováveis necessária até 2050 para atingir os objetivos climáticos citados [2].

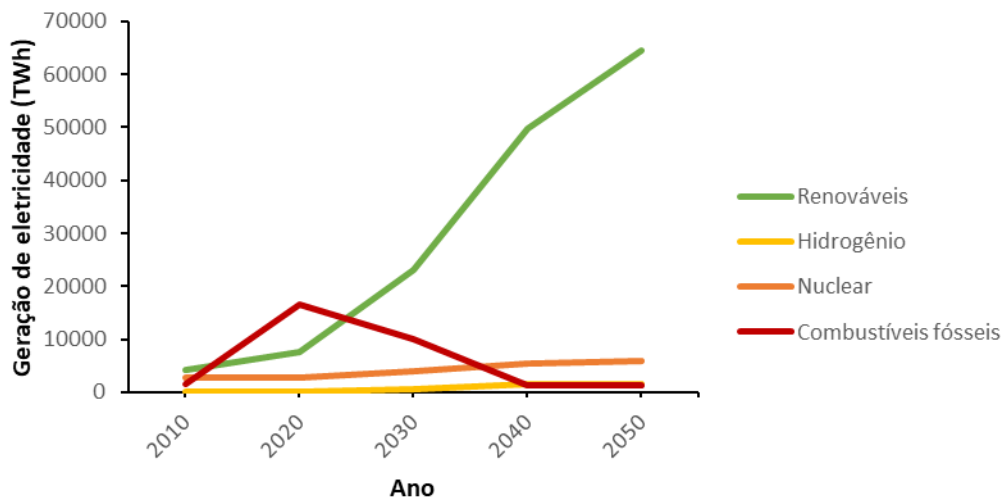


Figura 2.5: Projeção de geração de eletricidade por fontes até 2050. Elaborado a partir de [2].

Entretanto, muitas das tecnologias vindas das fontes renováveis não são suficientemente maduras e necessitam de um maior período de retorno de investimentos. É importante continuar investindo em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias para esses desafios e aproveitar os seus benefícios. Por essa razão, uma variedade de sistemas de incentivo tem sido proposta e estão em uso em diferentes países para promover a exploração dessas fontes.

No Brasil, a participação de fontes renováveis é maior do que a média global, totalizando 83% da matriz elétrica, como pode ser visto na figura 2.6, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [5].

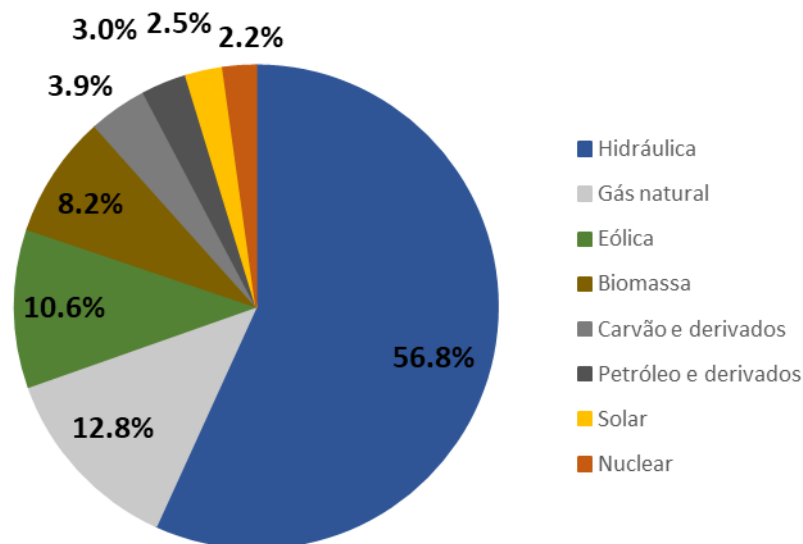


Figura 2.6: Geração de eletricidade por fonte no Brasil em 2021. Elaborado a partir de [5].

É importante levar em consideração que o Brasil é um país de dimensões continentais e possui uma variedade de recursos naturais, o que permite o aproveitamento de diferentes fontes de energia. O país possui uma história de desenvolvimento e expansão da fonte hidrelétrica, resultado de um processo histórico de construção de infraestrutura e desenvolvimento tecnológico no setor energético.

Nos últimos anos, fontes renováveis como solar e eólica vêm crescendo bastante no país, e seu potencial ainda é grande, com áreas propícias para a instalação de parques em várias regiões. De acordo com a EPE [6], com políticas públicas e investimentos adequados, é possível que a participação da geração renovável na matriz elétrica brasileira aumente ainda mais nos próximos anos, como pode ser visto na figura 2.7.

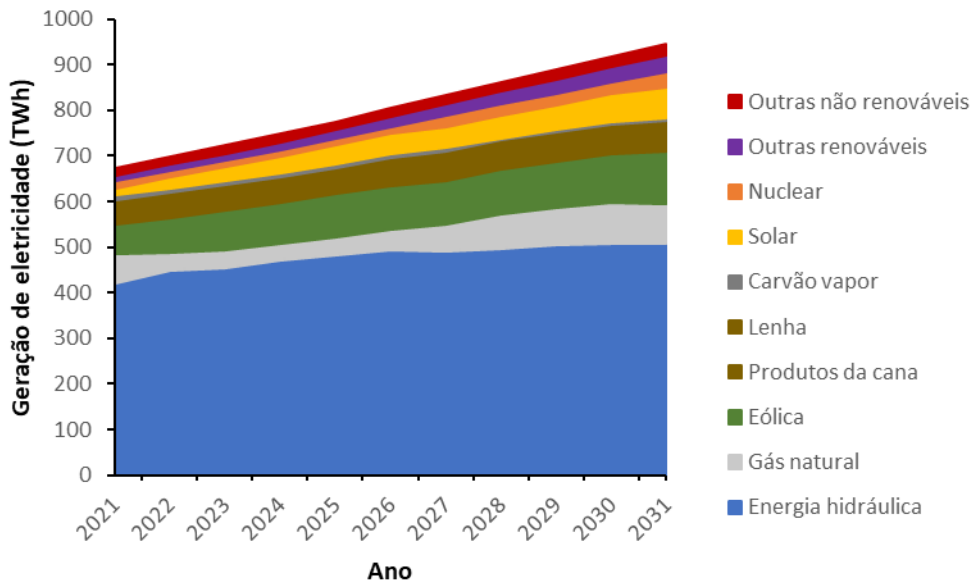
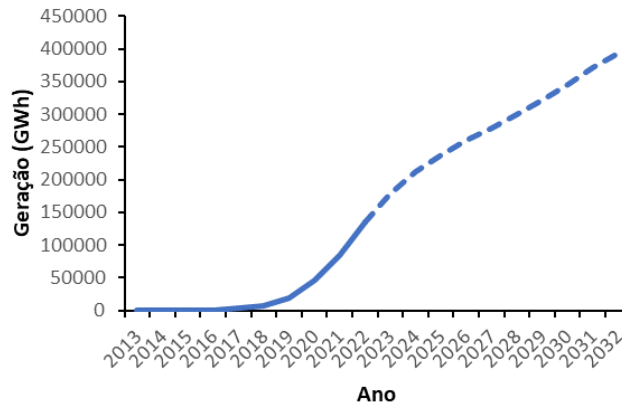
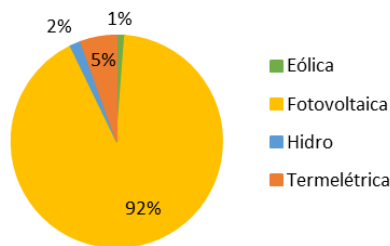


Figura 2.7: Projeção de geração de eletricidade por fonte no Brasil até 2032. Elaborado a partir de [6].

Devido à sua localização geográfica, o Brasil possui um enorme potencial para aproveitar a energia solar, com uma irradiação solar acima da média mundial. Essa abundância de recursos solares é especialmente adequada para o desenvolvimento da geração distribuída (GD), que é a produção de energia localizada perto dos consumidores, independentemente de seu tamanho e baseada em tecnologias à diesel, eólica ou solar fotovoltaica. Dessa forma, a geração de energia é independente de linhas de transmissão para transportar eletricidade para as áreas consumidoras [7]. A figura 2.8 ilustra o potencial da geração distribuída até 2032 e a expressiva participação da geração solar.



(a) Projeção de geração distribuída no Brasil até 2032.



(b) Geração distribuída por fonte no Brasil em 2032.

Figura 2.8: Projeção de geração distribuída no Brasil até 2032 e divisão por fontes. Elaborado a partir de [6].

A geração distribuída apresenta alguns possíveis benefícios [8, 9], como:

1. Postergação de investimentos: a utilização de geração distribuída permite postergar ou evitar investimentos em geração, transmissão e distribuição;
2. Redução de perdas: com o sistema de geração localizado próximo ao local de consumo, as perdas nos sistemas de transmissão e distribuição são minimizadas;
3. Confiabilidade: a geração de energia em pequena escala traz melhorias na qualidade da energia entregue no final da linha e pode atuar no caso de interrupções;
4. Nível de tensão: circuitos longos apresentam queda de tensão significativa. Com geração mais próxima ao local de consumo, a queda de tensão é minimizada;
5. Novos mercados: com o crescimento da geração distribuída, há um incremento no desenvolvimento de áreas correlatas, como armazenamento de tecnologias,

montagem de estruturas, equipamentos de medição e faturamento, entre outros.

6. Emissão de CO₂: como a geração distribuída é majoritariamente feita por fontes renováveis, há diminuição da emissão de CO₂, principalmente nos horários de ponta, quando a geração térmica é maior.

Portanto, o setor elétrico tem um papel fundamental na luta contra as mudanças climáticas e o aquecimento global, e o Brasil tem o potencial para se tornar um líder nesse esforço. É importante continuar investindo em pesquisa e desenvolvimento dessas tecnologias para aproveitar o seu potencial e contribuir para a redução das emissões de gases do efeito estufa e garantir uma matriz energética limpa e sustentável.

2.2 Sistema elétrico

Na seção anterior foi apresentado o contexto mundial e o brasileiro em termos de demanda e geração de eletricidade. Contudo, para que a energia elétrica gerada chegue até o local em que é consumida, é necessário um intermediário: o sistema elétrico de potência. Esse sistema é composto por diferentes componentes que trabalham em conjunto para garantir que a energia seja distribuída de forma eficiente e confiável aos consumidores, sendo dividido em três partes principais: geração, transmissão e distribuição, como pode ser visto na figura 2.9.



Figura 2.9: Representação ilustrativa de um sistema elétrico de potência [10].

A geração é a primeira etapa do sistema elétrico e se refere à produção de energia elétrica. A energia é produzida por meio de geradores que, como apresentado na seção anterior, podem ser térmicos, hidráulicos, nucleares ou outras fontes renováveis. A segunda etapa é a rede de transmissão, que é responsável por levar essa energia produzida pelos geradores aos centros de consumo por meio de linhas de alta tensão. Por fim, a rede de distribuição é a etapa em que a energia é distribuída aos consumidores por meio de redes de baixa tensão que chegam até as residências e empresas.

O sistema elétrico brasileiro, conhecido como SIN (Sistema Interligado Nacional) abrange todo o território nacional, permitindo que a energia produzida em uma região seja transportada a outras regiões do país. O SIN é composto por diferentes empresas que atuam em cada uma das etapas do processo e é um dos sistemas elétricos mais modernos e avançados do mundo, com alta qualidade e confiabilidade, garantindo o suprimento de eletricidade para os diferentes setores da economia, como indústria, comércio e serviços. Esse sistema é operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que é uma empresa privada vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), atuando de forma independente e imparcial na gestão do

sistema elétrico.

As redes de distribuição são geralmente divididas em diferentes níveis, que vão desde as subestações de alta tensão, que recebem a energia das linhas de transmissão, até as redes de média tensão, que transportam a energia até as redes de baixa tensão, que por sua vez distribuem a energia aos consumidores finais, como está ilustrado na figura 2.10. O sistema de distribuição é administrado por distribuidoras (ou concessionárias), que são responsáveis por manter as redes em bom estado de funcionamento e por realizar investimentos na expansão e modernização.

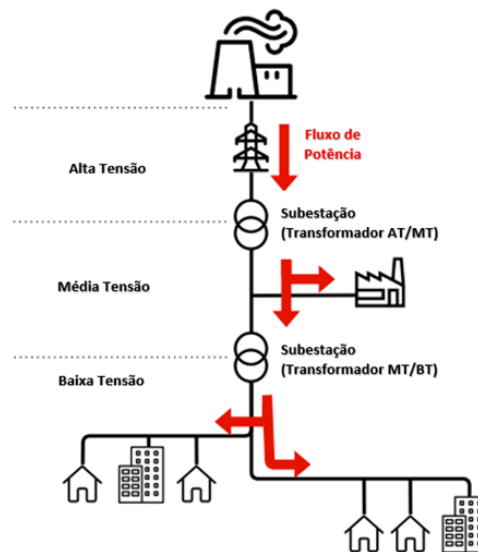


Figura 2.10: Estrutura tradicional de um sistema de potência. Adaptado de [11].

O crescimento das fontes renováveis de energia, particularmente na forma de geração distribuída (GD), tem impactado os sistemas elétricos de diversas maneiras. Tradicionalmente, os sistemas de geração de energia são centralizados, com geradores despacháveis localizados distantes dos grandes centros de consumo, mas com a expansão da GD, as fontes de energia passaram a ser instaladas nos sistemas de distribuição (figura 2.11), o que introduziu novos desafios para o planejamento e operação dos sistemas elétricos, devido à maior variabilidade, menor previsibilidade e característica intermitente das fontes renováveis [12, 13].

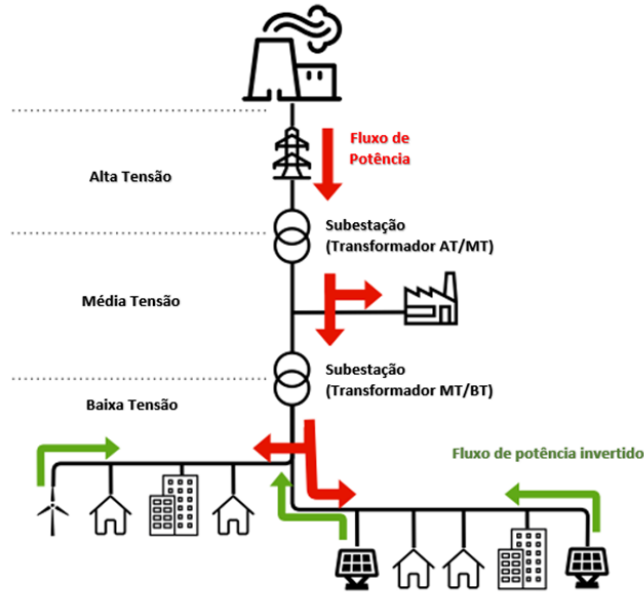


Figura 2.11: Fluxo bidirecional em um sistema de potência. Adaptado de [11].

Esse fato tem levado ao desenvolvimento de tecnologias de redes elétricas inteligentes, conhecidas como *smart grids*, que visam aproveitar de forma mais eficiente os recursos disponíveis e gerenciar de forma mais eficaz os desafios criados pela expansão das fontes renováveis. As *smart grids* utilizam tecnologias avançadas de comunicação e informação para monitorar e controlar o sistema elétrico em tempo real, permitindo uma operação mais eficiente e flexível. Além disso, a expansão das fontes renováveis também tem criado desafios técnicos para garantir o funcionamento seguro e confiável do sistema elétrico. Por exemplo, a injeção de energia na rede pela GD pode causar sobrecargas em linhas e transformadores, necessidade de atuação de equipamentos da rede e aumento de tensões [7].

O desenvolvimento de *smart grids* é um tema cada vez mais importante em todo o mundo, à medida que os países buscam expandir sua geração de energia a partir de fontes renováveis. Esse desenvolvimento inclui tecnologias como sensores, comunicação bidirecional e controle inteligente para permitir a integração de diferentes fontes de geração e a participação ativa dos consumidores, ajudando a tornar o sistema elétrico mais seguro e eficiente, sem prejudicar o meio ambiente [9].

Segundo a EPE [14], recursos energéticos distribuídos (REDs) são definidos como “tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind-the-meter*)” ou, de forma mais resumida, podem ser definidos como qualquer recurso capaz de prestar serviços de energia localizados no sistema de distribuição [15]. Alguns exemplos desses re-

recursos são a geração distribuída, a eficiência energética, a resposta da demanda, os veículos elétricos e o armazenamento de energia, como ilustrado na figura 2.12. Esses recursos permitem a maior participação do consumidor tanto na geração, quanto na gestão do consumo, e uma vez que a energia é produzida e consumida localmente, diminui-se a necessidade de transmissão de energia por longas distâncias.



Figura 2.12: Recursos energéticos distribuídos em redes elétricas [16].

Nesse contexto, uma ilustração da transformação que a *smart grid* pode proporcionar é mostrada na figura 2.13, feita pela EPE [14] em que é apresentada a evolução das redes elétricas, chegando-se a um alto grau de complexidade no futuro próximo, com a inserção dos recursos energéticos distribuídos e outras tecnologias.

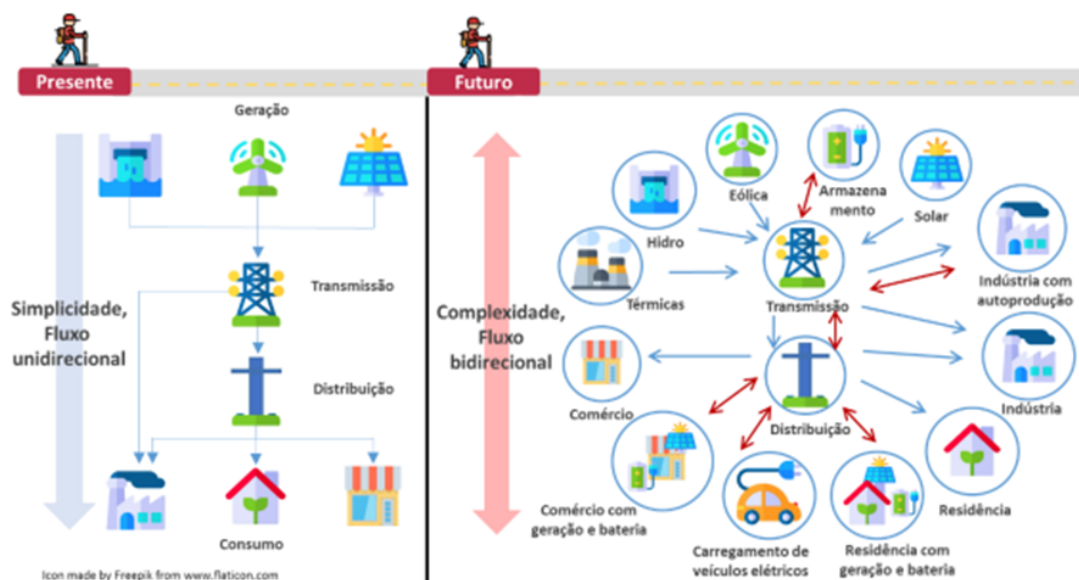


Figura 2.13: Presente e futuro do sistema elétrico [14].

Portanto, o avanço das redes elétricas inteligentes e dos recursos energéticos distribuídos permite que a energia produzida por fontes renováveis seja integrada ao sistema elétrico de forma mais eficiente e flexível, o que pode ajudar a atender a demanda de energia de maneira mais sustentável, diminuindo a dependência de fontes fósseis e reduzindo as emissões de gases de efeito estufa. Essa implementação pode criar oportunidades para a economia local, como a criação de empregos e a geração de renda através da produção de energia renovável [17].

Adicionalmente, estão sendo desenvolvidos mecanismos para integrar e gerenciar esses recursos, o que deve resultar em ganhos adicionais de eficiência. Um exemplo disso é a utilização de agregadores, que criam virtualmente plantas de energia e as oferecem no mercado elétrico. Esses agregadores podem usar a tecnologia *blockchain* para integrar informações locais, otimizar redes e fornecer serviços energéticos a baixo custo por meio de contratos inteligentes [11, 14].

No entanto, essa implementação também enfrenta alguns desafios. Um deles é o elevado custo inicial da instalação dessas tecnologias, que pode ser um obstáculo para sua implementação. Além disso, a falta de padronização e interoperabilidade entre as diferentes tecnologias utilizadas também pode dificultar. Para superar esses desafios, é importante desenvolver soluções inovadoras e colaborativas, que envolvam governos, empresas e a sociedade em geral.

No Brasil, a implementação das redes elétricas inteligentes ainda está em seus estágios iniciais, uma vez que a maioria das distribuidoras ainda utiliza tecnologia de medição analógica. No entanto, há um aumento significativo no interesse e na conscientização sobre a importância da modernização da rede elétrica, e várias empresas e instituições estão trabalhando para implementar projetos-piloto em diferentes regiões do país [9].

2.3 Resposta da demanda

Conforme mencionado na seção anterior, um dos principais recursos energéticos distribuídos é a resposta da demanda (RD), que é conceituada [18] como "a mudança no consumo de energia elétrica por parte do usuário em relação ao seu padrão de uso, como reação a um incentivo financeiro ou a uma alteração nas tarifas por parte da distribuidora". Esse mecanismo é benéfico tanto para o consumidor, que pode reduzir suas despesas com energia elétrica simplesmente ajustando seu consumo, quanto para as distribuidoras, que conseguem diminuir a demanda de eletricidade nos momentos de maior consumo. A medida que indica o percentual de alteração da demanda devido às variações no preço da tarifa é a elasticidade-preço [19, 20].

Os possíveis objetivos de um programa de RD podem ser diversos, uma vez que é possível obter diferentes resultados com diferentes estruturas tarifárias ou mecanismos de incentivo. Como ilustrado na figura 2.14, a RD pode diminuir a demanda de pico, preencher os períodos de baixo consumo (vales), deslocar a demanda máxima, flexibilizar a curva de carga, aumentar ou diminuir o consumo total [21].

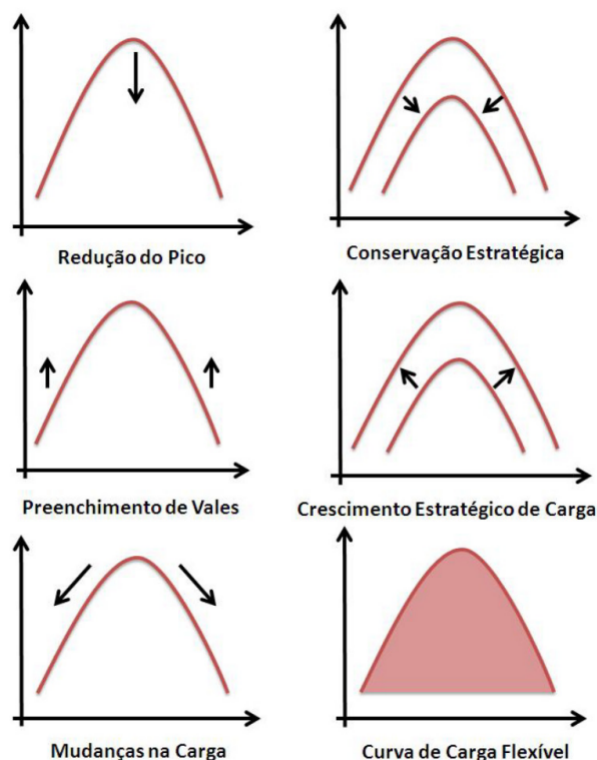


Figura 2.14: Possíveis objetivos de um programa de resposta da demanda [22].

A redução do pico tem como finalidade reduzir o consumo em horários de alta utilização do sistema e o preenchimento de vales busca aumentar o consumo durante os períodos de menor atividade do sistema, elevando a demanda média para pata-

mares próximos ao pico registrado. As mudanças na carga, por sua vez, combinam a diminuição do consumo em horários de pico com o aumento do consumo em vales, redistribuindo o consumo ao longo do dia. Além desses três, os objetivos podem estar relacionados a estratégias de modificação da carga instalada. A conservação estratégica de carga procura economizar energia por meio de iniciativas de eficiência energética. Já o crescimento estratégico pode ser alcançado através da redução de tarifas, da substituição de outras fontes de energia pela eletricidade ou ainda pela expansão de redes de distribuição para eletrificar regiões remotas. Por fim, a flexibilização da curva de carga está ligada ao conceito de confiabilidade, considerada uma das limitações no planejamento do sistema, onde o consumidor aceita possíveis cortes ou redução da qualidade do fornecimento de energia, em troca de incentivos financeiros [21].

Com o objetivo de avaliar o impacto dos programas de resposta da demanda, é importante compreender a importância de reduzir os picos de demanda no sistema elétrico. Esse sistema trabalha para equilibrar a oferta (geração) e a demanda (consumo) para evitar problemas no fornecimento, sendo fundamental reduzir os picos, uma vez que, se a demanda estiver elevada em relação à oferta, será necessário ativar fontes de geração mais caras, como as usinas termelétricas. Ademais, as fontes intermitentes, ou seja, que não podem ser armazenadas, estão cada vez mais presentes na matriz elétrica, o que acrescenta um grau de incerteza à operação. Nesse contexto, a resposta da demanda surge como uma maneira de lidar com a complexidade operacional, além de incentivar a redução dos picos e o preenchimento dos vales.

Historicamente no Brasil, o equilíbrio entre oferta e demanda tem sido alcançado mediante a inclusão de novas fontes de geração na matriz elétrica. Essa inclusão é realizada por meio de políticas de planejamento energético, que projetam o aumento da demanda em anos futuros e avaliam se é necessária a geração adicional para atender a essa carga. Com a crescente expansão de fontes intermitentes na matriz elétrica brasileira e a diminuição da relevância das usinas com reservatório hidráulico, que permitem uma maior regulação dos recursos energéticos, é necessário implementar outras medidas para ajudar a equilibrar a geração e a demanda [23].

A participação dos consumidores no sistema elétrico, respondendo ativamente a sinais tarifários ou incentivos, traz consigo uma série de impactos e benefícios [9], entre os quais, pode-se destacar:

1. Comunicação em duas vias com a instalação de smart meters;
2. Diminui os custos de geração devido a diminuição da demanda de ponta;
3. Posterga construção de novas usinas;
4. Posterga a necessidade de construção de investimentos em transmissão e dis-

tribuição ao diminuir a sobrecarga em momentos de alta demanda;

5. Permite uma maior flexibilidade e confiabilidade para a inserção de recursos energéticos distribuídos, reduzindo o vertimento de fontes renováveis;
6. Diminui a emissão de CO₂ ao reduzir o despacho de usinas térmicas a diesel e óleo combustível;
7. Reduz a volatilidade de preços e, conseqüentemente, os riscos financeiros para agentes do mercado.
8. Contribui para a segurança do sistema, evitando situações de emergência ou até blecautes.

A RD pode ser classificada em duas categorias principais: por tarifa (RDT) e por incentivo (RDI), como pode ser visto na figura 2.15, adaptada de [22]. Em suma, a RDT consiste em alterar o perfil de consumo de energia em resposta às variações dos preços ao longo de um período. Assim, o consumidor transfere o consumo de energia para períodos em que os preços são mais baixos e reduz o consumo nos momentos em que os preços estão mais elevados. Por outro lado, nos programas de RDI, os consumidores recebem incentivos financeiros para reduzir a demanda durante momentos críticos do sistema, como quando a oferta é escassa ou a confiabilidade é comprometida. Esses incentivos são produtos despacháveis, ou seja, podem ser ativados por meio de uma ordem do operador do sistema [16].

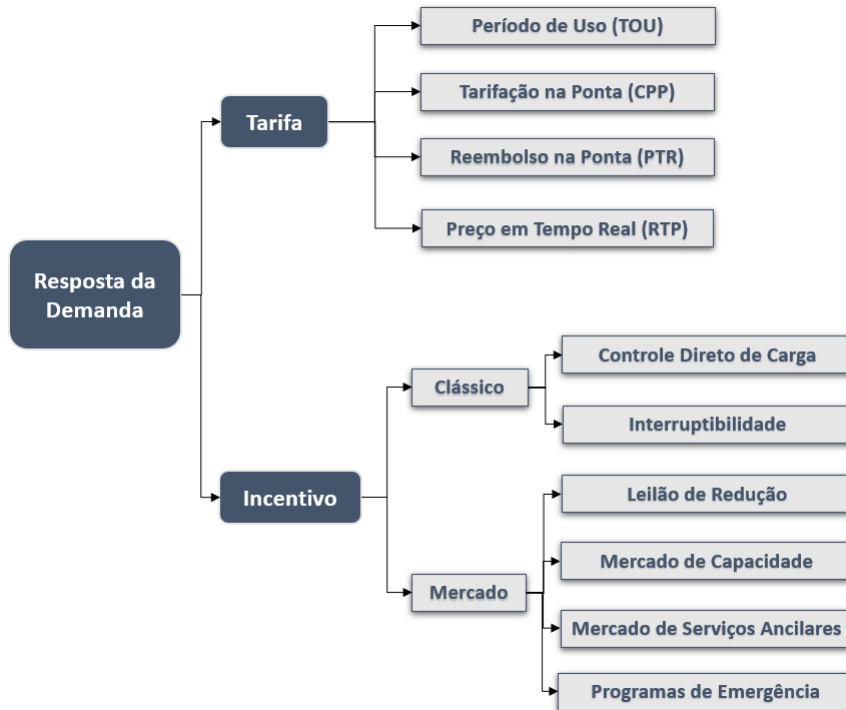


Figura 2.15: Tipos de resposta da demanda. Elaborado a partir de [16].

Atualmente, existem quatro tipos de programas de RDT em uso em todo o mundo [16], que estão descritos abaixo.

- Período de Uso (TOU – *Time of use*, em inglês): divide o dia em três diferentes períodos (fora de ponta, ponta intermediária e ponta), cada um com uma tarifa específica. As horas de ponta são diferentes nos meses de verão e inverno para reproduzir o padrão da demanda das estações. Esse modelo não reflete as condições em tempo real do sistema elétrico. Um exemplo é o *Regulated Price Plan* de Ontário, no Canadá, com mais de 90% dos consumidores elegíveis optando por essa tarifa.
- Tarifação de Ponta (CPP – *Critical Peak Pricing*, em inglês): o consumidor paga uma tarifa mais alta em dias que o sistema elétrico está sobrecarregado ou o custo de geração é mais alto. O cliente é avisado com antecedência e há desconto na tarifa nos outros dias. Utilizado pelas três principais distribuidoras da Califórnia, o programa apresenta resultados positivos, os *CPPs days* são os dias em que a demanda está muito alta, de modo que os consumidores são avisados e deverão reduzir o consumo por um período de 14 a 18 horas.
- Reembolso na Ponta (PTR – *Peak Time Rebate*, em inglês): segue os mesmos princípios do CPP, mas em vez de pagar mais caro para consumir nos períodos de alta demanda, o consumidor recebe um reembolso ao reduzir a carga durante

esses períodos. Se o consumidor não quiser participar da redução, pagará a tarifa convencional. Nos dias de previsão de alta demanda, o consumidor é notificado para reduzir o consumo. O programa é aplicado pela *Baltimore Gas and Electric Company*, nos EUA, e nos dias em que há previsão de demanda elevada, ocorrem os *Energy Savings Days*, em que o consumidor é notificado para reduzir o seu consumo.

- Preço em Tempo Real (RTP – *Real Time Pricing*, em inglês): a tarifa de energia elétrica varia de acordo com o horário do consumo, refletindo os custos reais de geração e transmissão de energia em tempo real. O consumidor é informado com um dia de antecedência das tarifas por hora, permitindo ajustar seu consumo para os horários mais baratos. A tarifa *Real Time Pricing* é um dos modelos mais avançados de tarifação horária disponível para pequenos e médios consumidores, sendo amplamente utilizado na Espanha.

Já a RDI tem como característica principal a oferta de incentivos financeiros para a redução do consumo em momentos críticos do sistema. Destaca-se que esse tipo de RD funciona de forma independente do mecanismo por tarifa, podendo coexistir no mesmo consumidor. Existem seis tipos de RDI [16], que serão apresentados a seguir:

- Controle Direto da Carga: pequenos consumidores residenciais e comerciais permitem que a concessionária ou operador do sistema reduza ou desligue a carga em momentos específicos, usando medidores inteligentes e aparelhos de controle automático. O programa compensa os clientes pelo kWh reduzido e a comunicação é feita por meio de aplicativos. É utilizado na Província de Jiangsu, na China, e o alto investimento em medidores inteligentes é apontado como um desafio para a sua difusão.
- Interruptibilidade: consumidores ou agregadores concordam em desligar grandes montantes de carga em determinado período do dia e recebem descontos em seu faturamento durante a operação normal, podendo ser penalizados por falhas na interrupção da carga. Esse programa é destinado a indústrias e consumidores comerciais de grande porte que possuem geradores reserva em suas plantas e podem ter seu abastecimento interrompido pelo sistema. É utilizado pela distribuidora *SDG&E* na Califórnia e os consumidores devem ter disponibilidade para reduzir pelo menos 15% da sua carga.
- Leilão de Redução: voltado para consumidores de grande porte que ofertam redução de consumo no mercado de energia para substituir geradores mais caros no despacho. Esse modelo é aplicado nos Estados Unidos pela empresa *PJM*.

- Mercado de Capacidade: redução de carga diretamente no mercado, substituindo a geração convencional ou trazendo novos recursos. Esse modelo começou em 2006 na Colômbia e não utiliza leilões, mas sim contratos, nos quais os geradores compram a redução de consumo dos usuários e os remuneram de acordo com o contrato. Isso é necessário no país, que possui uma matriz hídrica de 65% e limitadas possibilidades de expansão.
- Mercado de Serviços Ancilares: consumidores fazem uma oferta para fornecer serviços de reserva ou regulação de tensão ao operador do sistema elétrico. Se a oferta for aceita, o consumidor receberá uma compensação financeira para ficar em *standby*. Quando a redução de carga ofertada for necessária, o operador do sistema despachará o serviço e pagará ao consumidor o preço *spot*. Esse modelo é utilizado em Alberta, no Canadá, pelo *Alberta Electric System Operator*.
- Programas de Emergência: as distribuidoras de energia pagam aos consumidores para reduzir o consumo em momentos críticos do sistema. Esse modelo é utilizado no Texas pela *Electric Reliability Council of Texas*, que oferece a possibilidade de dois produtos: um em que o consumidor deve reduzir a carga por 10 minutos e outro por 30 minutos.

A grande maioria dos programas de RD envolve custos iniciais e contínuos ao longo do programa. Por exemplo, é necessário fazer uma atualização do sistema de faturamento para lidar com a variação no custo da energia elétrica. Além disso, a introdução massiva de medidores inteligentes é um ponto importante, pois eles registram o consumo de energia elétrica em intervalos curtos e enviam essa informação para a concessionária, juntamente com outras informações relativas à qualidade da energia. Além disso, os incentivos pagos aos participantes são considerados parte do custo de operação de um programa de RDI [21].

2.4 Estado da arte no Brasil

O Brasil ainda inicia sua entrada no “mundo” *smart grid* com algumas tentativas de disponibilizar uma maior flexibilidade tarifária aos consumidores. O país, assim como a maioria dos países, adota diferentes tarifas no uso da energia elétrica em função do tipo de consumidor e do horário do dia e época do ano. Atualmente a legislação brasileira permite às distribuidoras faturas em função da demanda (kW) ou do consumo (kWh) [24].

Para entender as modalidades tarifárias é importante definir o conceito de demanda e consumo. Demanda é a potência instantânea demandada por um equipamento, por exemplo, se uma lâmpada demanda 12W de potência enquanto está ligada, duas lâmpadas de 12W demandam juntas 24W. Consumo é a quantidade de energia consumida no tempo, em Wh. Por exemplo, se a lâmpada de 12W permanece ligada por 5 horas, ela consumirá 60Wh.

Além disso, antes de apresentar os mecanismos implementados no Brasil, é importante apresentar os tipos de consumidores, que são divididos em: Grupo A, que apresenta subgrupos estabelecidos de acordo com o nível de tensão, enquanto o Grupo B é subdividido segundo a classe de atendimento. Essa separação, ilustrada na tabela 2.1, busca enquadrar os consumidores quanto ao nível de tensão e à demanda.

Tabela 2.1: Grupos de consumidores.

Grupo A		Grupo B	
A1	≥ 230 kV	B1	Residencial e residencial baixa renda
A2	88-138 kV	B2	Rural
A3	69 kV	B3	Industrial, comercial, serviços públicos e outros
A3a	30-44 kV	B4	Iluminação pública
A4	2.3-25 kV		
AS	Subterrâneo		

No Brasil, a Tarifa Convencional para consumidores do grupo B é monômnia, com um preço em unidade monetária por unidade de consumo de energia (R\$/kWh) que inclui a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Pode-se considerar como RDT os mecanismos alternativos ao convencional que são dois modelos: a Estrutura Tarifária Horo sazonal e a Tarifa Branca [25]. Segundo a ANEEL [26], a tarifa horo sazonal é caracterizada “pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano”, sendo dividida ainda em dois tipos: azul e verde.

Ambas as estruturas são do tipo TOU, ou seja, dividem o dia em períodos (figura 2.16) de acordo com as condições de oferta e demanda de eletricidade ou custo médio

de geração, e cobram diferentes tarifas para o consumo em cada um deles. Cabe ao consumidor analisar e escolher em qual modelo de tarifação se enquadra, de acordo com o que for mais vantajoso tendo em vista o seu padrão de consumo. A diferença entre os modelos está no público atendido e nas especificidades que serão pontuadas a seguir.

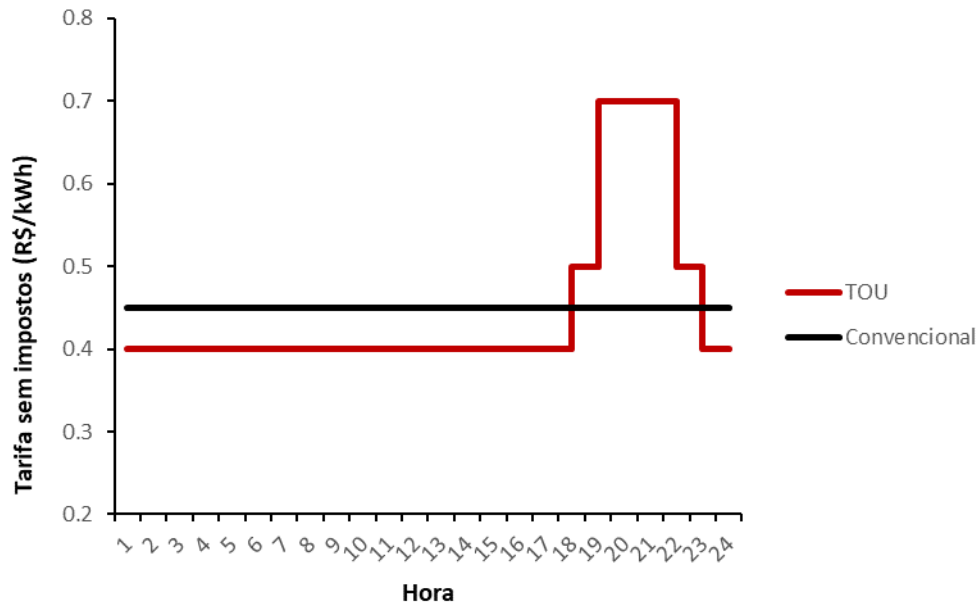


Figura 2.16: Comparação da tarifa do tipo TOU e a convencional. Adaptado de [27].

- Tarifa Azul: disponível a todos os consumidores da Alta Tensão, sendo obrigatória aos subgrupos A1, A2 e A3. A tarifa é binômica, ou seja, constituída por preços aplicáveis ao consumo (kWh) e à demanda (kW). Ambas parcelas são mais caras nos horários de ponta e a tarifa de consumo é também mais elevada em períodos secos (de maio a novembro). Caso a demanda consumida seja maior do que a contratada, é cobrada uma tarifa de ultrapassagem.
- Tarifa Verde: diferentemente da Tarifa Azul, se dirige aos consumidores com pouca possibilidade de modulação de carga no horário de ponta, sendo opcional apenas para os grupos A3a, A4 e AS. Também é binômica e, portanto, é constituída pelas parcelas de consumo (ponta e fora) e demanda. Caso haja, também é paga uma tarifa de ultrapassagem. Assim, a tarifa de consumo de energia é maior em horários de pico, bem como em períodos secos. No entanto, ao contrário da Tarifa Azul, nesse caso, a tarifa de demanda de potência é única, independente da hora do dia ou período do ano.

- Tarifa Branca: opção para consumidores da baixa tensão (B1, B2 e B3) e não está disponível para os consumidores da subclasse Residencial Baixa Renda que recebem benefício tarifário. Esse modelo, diferentemente da Estrutura Horosazonal, possui tarifa monômnia, ou seja, aplicável unicamente ao consumo e possui valores diferentes ao longo do dia - ponta, intermediário e fora de ponta. Dessa forma, é mais vantajoso para consumidores com maior flexibilidade de consumo, pois esses poderão adaptar seu uso da energia para horários fora de ponta. Apesar de não refletir em tempo real as condições do sistema elétrico, é um importante passo por apresentar ao consumidor um novo modelo de tarifação, incentivando um deslocamento da demanda para horários em que a demanda máxima do sistema tem pouca probabilidade de ocorrência.

Além das estruturas tarifárias apresentadas, que podem ser classificadas como mecanismos de RDT, o país também avança para desenvolvimento de mecanismos de RDI. Em agosto de 2017, a ANEEL realizou audiência pública para discutir o Programa Piloto de Resposta da Demanda para consumidores industriais, sendo o primeiro programa de resposta da demanda por incentivos no Brasil. Inicialmente só seriam habilitados para participação no projeto “os consumidores livres, consumidores parcialmente livres e consumidores cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos no art. 5º da Lei nº 13.182/2015, conectados na rede de supervisão do ONS e localizados nos subsistemas Norte e Nordeste”. O objetivo principal do projeto foi substituir o despacho térmico fora da ordem de mérito, o qual apresenta um custo alto, mas é necessário devido ao uso de energias renováveis intermitentes, como solar e eólica, e à redução do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Ao invés de despachar as usinas térmicas, o ONS emite uma ordem de redução de carga para os consumidores, de acordo com o que foi ofertado [28].

Em dezembro de 2020, a ANEEL aprovou a ampliação do Projeto Piloto para todo o Brasil por meio da Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD), que foi um mecanismo que possibilitava que os consumidores do mercado livre diminuíssem o consumo em determinado período em troca de uma recompensa financeira. Puderam participar da oferta, desde que estivessem adimplentes junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), os consumidores livres (demanda acima de 1,5 MW), os consumidores especiais (demanda entre 0,5 MW e 1,5 MW), os consumidores parcialmente livres, os consumidores com contratos baseado no art. 5º da Lei 13.182/15, os consumidores modelados sob agentes varejistas e agregadores, que eram agentes que reuniam e centralizavam as cargas dos consumidores do mercado livre [29].

Esses dois programas tiveram caráter temporário e, em agosto de 2022, a ANEEL estabeleceu o atual Programa de Resposta da Demanda, que prevê a oferta de redução de carga de consumidores como recurso para o SIN. Nesse programa, os agentes

participantes realizam ofertas de redução de demanda, através de plataforma eletrônica disponibilizada pelo Operador, para a seguinte semana operativa e as ofertas selecionadas são acionadas pelo ONS para o dia seguinte. O agente participante do programa declara ao ONS, semanalmente, seu interesse em reduzir sua demanda em troca de uma remuneração financeira. A oferta deve ser feita em lotes com no mínimo 5 megawatts (MW) em todas as horas do produto, a um valor em R\$/MWh, devendo ser confirmado com um dia de antecedência à redução. Caso o ONS aprove a oferta e o agente não atenda ao produto despachado por sete vezes no mês, estará sujeito à suspensão do programa [30].

Capítulo 3

Metodologia

Neste capítulo serão descritas as etapas necessárias para atingir os objetivos do trabalho descritos no Capítulo 1, desde a parte inicial de extração de dados, modelagem dos casos, alocação da Resposta da Demanda (RD) na rede até a análise de resultados. Para exemplificar os resultados obtidos com a metodologia proposta, será utilizado um caso exemplo de um sistema fictício, o IEEE-123 barras. Além disso, para demonstrar a aplicabilidade e relevância do método proposto, serão analisados os impactos da RD em redes de distribuição reais e, para isso, serão utilizados dados da distribuidora RGE extraídos da Base de Dados Geográfica da Distribuição (BDGD), que é uma base de dados pública da ANEEL com as informações de todas as distribuidoras do Brasil e dados sobre circuitos, geradores e cargas.

A partir dos dados de entrada, foram montados três cenários de referência: o primeiro sem recursos energéticos distribuídos, apenas a resposta da demanda e outros dois ao adicionar geração distribuída e baterias, respectivamente. Dessa forma, será possível avaliar o impacto da resposta da demanda também em um contexto de inserção de outros REDs. Dos mecanismos de resposta da demanda apresentados no Capítulo 2, dois serão alocados nos cenários de referência: a Resposta da Demanda por Tarifa (RDT), aplicando a tarifa binômica para os consumidores da baixa tensão, e a Resposta da Demanda por Incentivo (RDI), utilizando o mecanismo de interruptibilidade para os consumidores da média e alta tensão. A fim de observar o impacto gradual da resposta da demanda, utilizando abordagem semelhante a [31], foram estipulados três níveis de penetração: pessimista, realista e otimista.

Foram utilizados dois programas principais neste estudo, o primeiro é o PSR DS, desenvolvido pela PSR [32], que modela a variação da curva de carga de diferentes tipos de consumidores da baixa tensão frente ao sinal de uma tarifa. O segundo é o DSO.jl, que é um programa de código aberto, também desenvolvido pela PSR [33] e é um modelo de operação de redes de distribuição ou microrredes, podendo ser utilizado por uma distribuidora ou um agregador. Além da operação do sistema, o modelo pode operar recursos energéticos distribuídos, entre eles, geração distribuída,

baterias e resposta da demanda.

Por fim, para analisar os resultados, foi utilizado o programa de processamento de resultados da PSR (PSRio), que utiliza a linguagem Lua para gerar resultados, gráficos e *dashboards*, e a linguagem de programação Julia para montar um comparador dos casos gerados. O esquemático da metodologia é apresentado na figura 3.1.

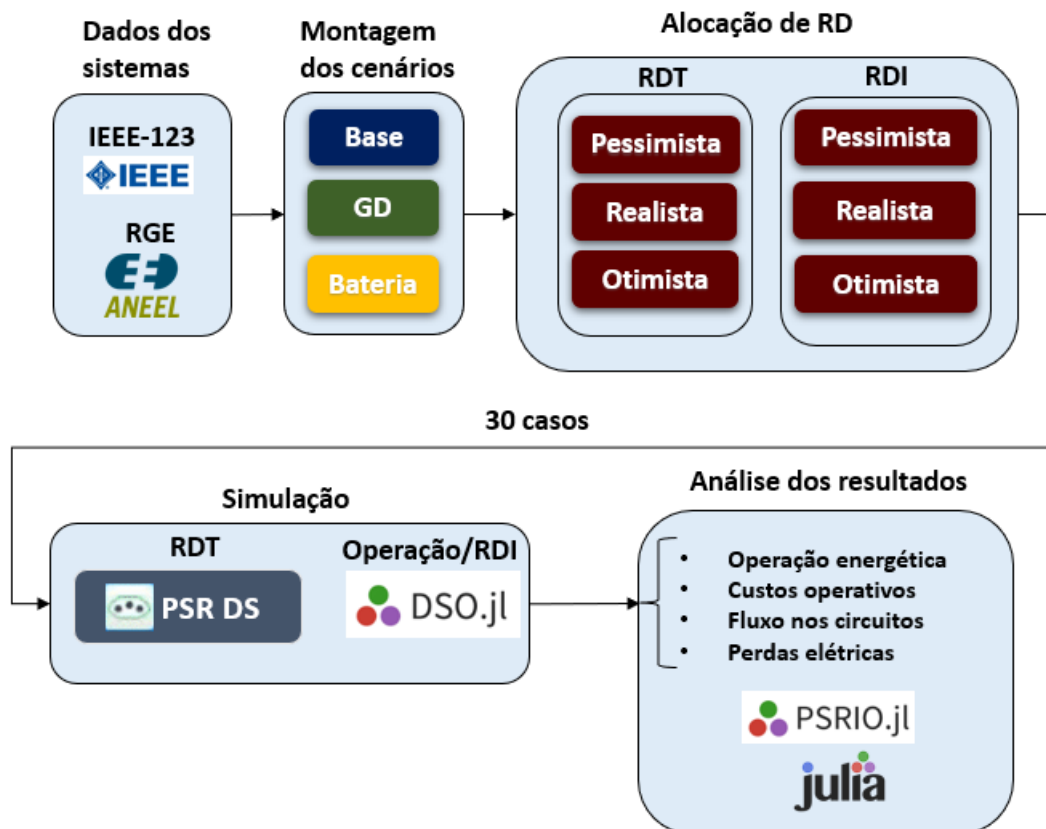


Figura 3.1: Ilustração da metodologia proposta no trabalho.

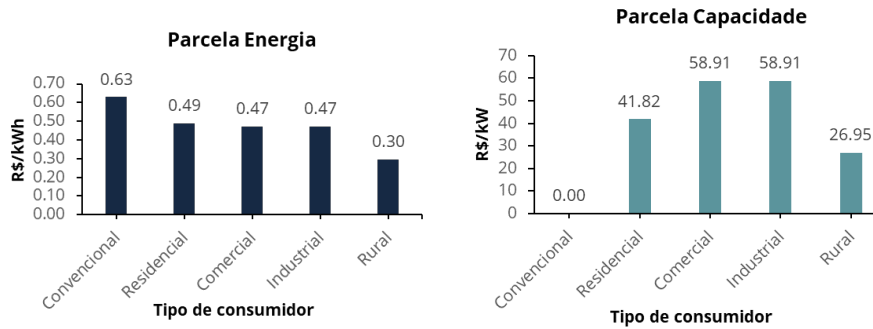
3.1 Dados de entrada e premissas

No desenvolvimento deste trabalho, diversos dados e informações foram utilizados, como a rede de distribuição para teste, o consumo diário dos diferentes tipos de consumidores, cenários de geração distribuída, tarifa convencional e binômica de energia para consumidores da baixa tensão, dados de elasticidade-preço para demanda de energia e flexibilidade da carga de consumidores da alta tensão. Nesta seção, cada item e sua origem serão apresentados.

Os dados da rede elétrica do sistema fictício são fornecidos pelo IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos). Os dados da rede elétrica da distribuidora e as cargas por tipo de consumidor, foram retirados da BDGD (Base de Dados Geográfica da Distribuição). Essa base de dados é composta de informações dos consumidores e geradores conectados na rede de distribuição, além da rede elétrica. É possível também extrair da BDGD a demanda diária total de cada unidade consumidora segmentada pelos tipos de consumidores da baixa tensão. Além dessa base de dados, foram utilizadas as curvas de carga horárias disponibilizadas pelas distribuidoras na Campanha de Medidas da ANEEL [34, 35].

Com o objetivo de avaliar a configuração atual da distribuidora e simular o fluxo de potência linearizado no software DSO.jl, são necessárias informações precisas sobre a rede elétrica em questão. Dessa forma, foram utilizados os dados da BDGD e o método de equivalente de redes proposto em [36] e descrito no Apêndice A.

Além dos dados da rede elétrica, são necessários dados de entrada para que os programas modelem corretamente os mecanismos de RD utilizados. Como citado anteriormente, o mecanismo de RDT escolhido para o estudo foi o da tarifa binômica aplicada aos consumidores da baixa tensão, que não é uma opção possível nas regras regulatórias vigentes no setor elétrico brasileiro, mas sim uma possibilidade condicionada à evolução regulatória. Essa tarifa seria composta pela parcela energia (R\$/kWh) e pela parcela capacidade (R\$/kW). Os valores de cada parcela separados por tipo de consumidor estão na figura 3.2 e foram fornecidos em [32]. Além dos valores da tarifa, foi utilizado um valor de elasticidade-preço de 0.149 [37].



(a) Parcela energia.

(b) Parcela capacidade.

Figura 3.2: Parcelas de energia e capacidade da tarifa binômia por tipo de consumidor. Elaborado a partir de [32].

A baixa tensão é composta pelos consumidores residenciais, comerciais, industriais, rurais, iluminação pública e serviços públicos. Neste estudo, os dois últimos não participarão dos mecanismos por não poderem deslocar os horários de demanda. A tarifa utilizada atualmente no Brasil é a tarifa convencional monômnia composta apenas pela parcela energia.

O mecanismo de RDI escolhido é o de uma distribuidora que opera cargas flexíveis da alta e média tensão (A1, A2, A3 e MT). A flexibilidade da carga foi fixada em 20%, de forma semelhante ao modelo utilizado na Califórnia pela distribuidora *SDG&E*, que remunera os grandes consumidores que reduzem as suas cargas em pelo menos 15%, quando solicitados pela empresa [16].

3.2 Cenários e casos

Neste estudo, foi considerado que o operador da rede de distribuição teria à sua disposição, além da importação de energia, alguns recursos energéticos, como geração distribuída e baterias. Com isso, três cenários foram utilizados como referência:

- Cenário Base, sem geração distribuída e sem baterias (apenas importação de energia do sistema de transmissão);
- Cenário GD, com geração distribuída, mas ainda sem baterias;
- Cenário Bateria, com geração distribuída e com baterias.

Os cenários de referência identificarão as características e parâmetros operacionais do sistema sem a inserção de resposta da demanda. Portanto, servirão de referência para a análise comparativa dos casos posteriores. Assim, a partir desses cenários foi realizada a alocação dos mecanismos de resposta da demanda conforme a metodologia, gerando, portanto, 30 casos totais, sendo 3 cenários de referência, ou seja, sem a inserção da resposta da demanda, 9 casos contendo apenas a resposta da demanda por tarifa, 9 casos contendo apenas a resposta da demanda por incentivo e 9 casos combinando ambos os mecanismos de resposta da demanda.

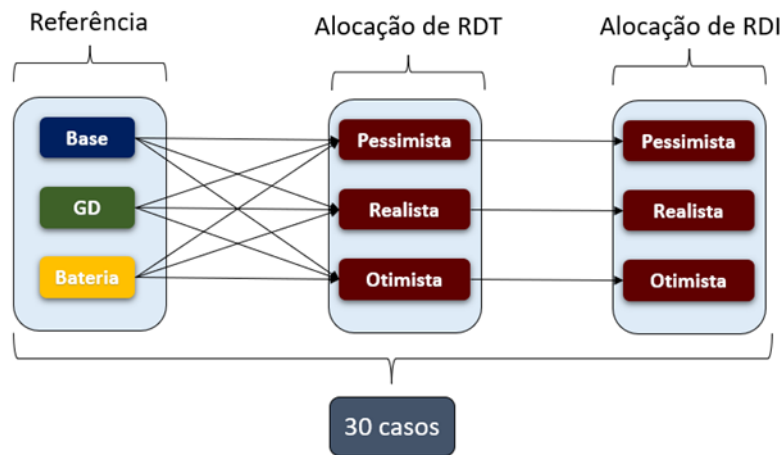


Figura 3.3: Montagem dos 30 casos estudados.

Para a montagem dos 30 casos, foi desenvolvido um procedimento de alocação de resposta da demanda. Dado que o interesse deste trabalho é estudar o impacto da penetração de dois mecanismos de resposta da demanda (RDT e RDI), esse procedimento foi utilizado para ambos e está descrito na figura 3.4.

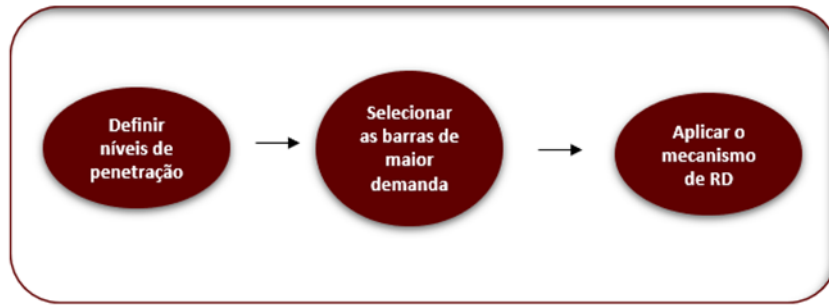


Figura 3.4: Procedimento de alocação de resposta da demanda.

1) Definir níveis de penetração: nesse momento define-se qual o percentual da demanda participará do mecanismo. Para isso, três níveis de penetração foram adotados como uma análise de sensibilidade: pessimista, realista e otimista.

- RDT: os níveis adotados foram, respectivamente, 20%, 50% e 100%.
- RDI: os níveis adotados foram, respectivamente, 10%, 20% e 50%.

2) Selecionar as barras de maior demanda: as barras do sistema em estudo foram classificadas por ordem de maior demanda e as principais foram selecionadas a participar do mecanismo de RD.

- RDT: as barras da baixa tensão com maior demanda foram selecionadas.
- RDI: as barras da média e alta tensão com maior demanda foram selecionadas.

3) Aplicar o mecanismo de RD: os programas PSR DS e DSO.jl foram utilizados para modelar os mecanismos e serão descritos mais detalhadamente nas próximas seções.

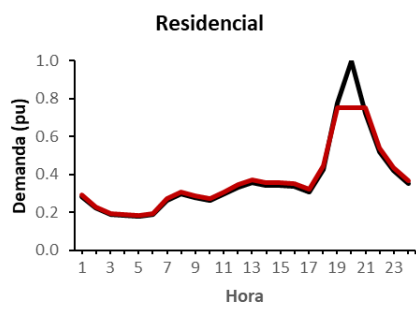
- RDT: foi utilizado o PSR DS.
- RDI: foi utilizado o DSO.jl.

3.3 PSR DS

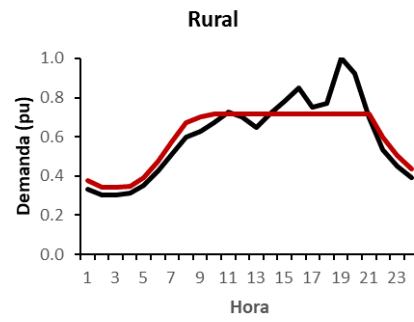
O programa utilizado para realização das simulações de RDT foi o PSR DS, que foi desenvolvido pela PSR [32] com o objetivo de estudar o impacto regulatório de novas estruturas tarifárias. Nesse modelo, considera-se que, frente a uma nova tarifação, cada consumidor pode desejar mudar os seus hábitos, ou seja, o padrão da curva de carga, caso seja vantajoso do ponto de vista econômico. A resposta do consumidor frente a um novo sinal tarifário é formulada através da resolução de um problema de programação linear cuja função objetivo é minimizar a conta de energia do consumidor em função da nova proposta tarifária. O modelo matemático completo está descrito no Apêndice B.

Como visto no Capítulo 2, a política tarifária aplicada aos consumidores da baixa tensão vigente no Brasil é a tarifa de fornecimento monômnia. Apesar do modelo permitir a utilização de diferentes tipos de tarifas, apenas a tarifa binômnia é estudada neste trabalho por ser um tipo de tarifa já aplicado à alta tensão e presente em diversas discussões da ANEEL. Portanto, no estudo de caso proposto, essa estrutura tarifária será aplicada aos consumidores da baixa tensão (residencial, comercial, industrial e rural), sem considerar iluminação e serviços públicos.

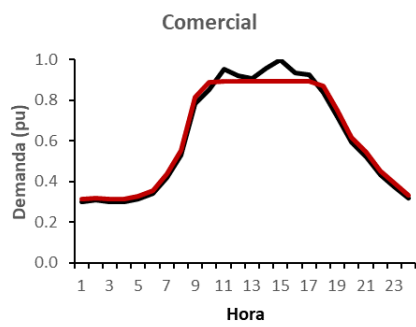
Em um primeiro momento, foi testado o efeito do modelo para diferentes tipos de consumidores. As figuras abaixo mostram as curvas de demanda resultante dos perfis de consumo agregados para a política tarifária e comparadas com as curvas de cargas originais. As classes que mais respondem à sinalização econômica da tarifa são a residencial e rural. Para o consumidor residencial, observa-se uma redução da demanda máxima de 25%, ou seja, dada a elasticidade dos consumidores ao preço das tarifas de energia, para os consumidores é economicamente melhor deslocar a sua curva de demanda, reduzindo o pico do sistema. Para os consumidores rurais, comerciais e industriais, as reduções foram de 28%, 11% e 11%, respectivamente.



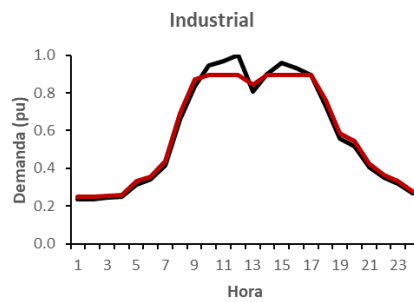
(a) Residencial



(b) Rural



(c) Comercial



(d) Industrial

Figura 3.5: Redução da curva de carga original (preto) para a curva de carga após a aplicação da tarifa binômia (vermelho).

3.4 DSO.jl

Desenvolvido em 2021 pela PSR [33], o DSO.jl é um programa de código aberto que permite a simulação de um agente responsável pela operação do sistema de distribuição. A sigla DSO significa Operador do Sistema de Distribuição (*Distribution System Operator*, em inglês). O modelo simula as decisões de um operador que tem à sua disposição os recursos energéticos distribuídos, como a geração distribuída, baterias e resposta da demanda e a importação de energia do sistema de transmissão. Dessa forma, o modelo irá operar todos esses recursos para atender a sua demanda de forma a minimizar o custo operacional do sistema.

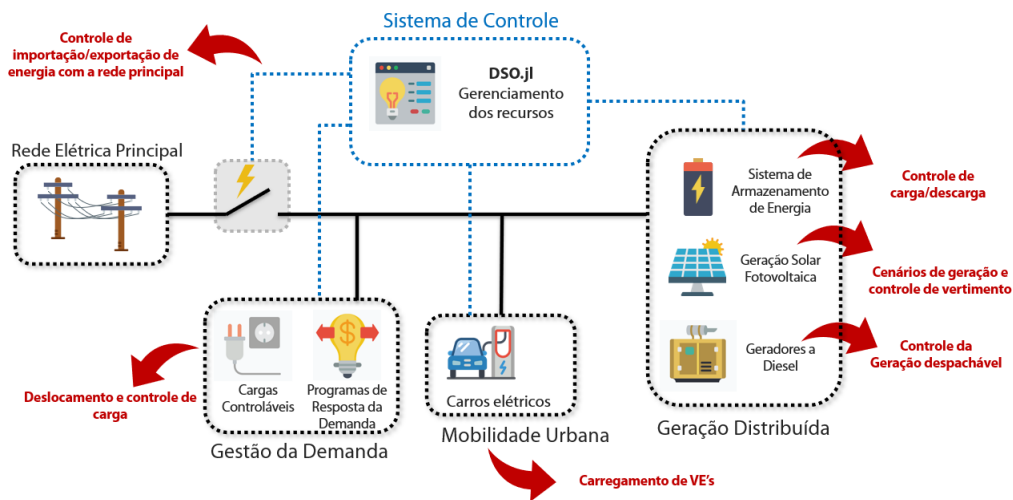


Figura 3.6: Sistema de distribuição do futuro [33].

Enquanto a figura do operador possui pouca participação no Brasil, especialmente devido à regulamentação pouco favorável a iniciativas, é compreendido que as distribuidoras também podem fazer esse papel. Elas poderiam liderar o desenvolvimento de modelos de negócio voltados para consumidores menores, sem prejudicar a atuação junto a consumidores maiores. Para o sistema elétrico brasileiro, contar com recursos como a resposta da demanda poderia reduzir os custos de geração para atender ao consumo de energia ou à demanda de pico do sistema e diminuir a necessidade de expansão da infraestrutura de transmissão e distribuição [38].

Do ponto de vista da modelagem matemática, a operação da rede elétrica é um problema estocástico de múltiplas etapas em que decisões operacionais são tomadas considerando a incerteza da geração de fontes renováveis e recursos de gerenciamento de energia. As simulações horárias permitem avaliar os sistemas elétricos que possuem a apresentação de recursos não controláveis e com alta variabilidade, como fontes de geração eólica e solar. Além disso, recursos flexíveis como baterias e resposta da demanda podem transferir energia entre as horas, beneficiando-se da resolução temporal horária.

Com o objetivo de resolver o problema de otimização, o DSO.jl emprega uma abordagem conhecida como Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE ou *SDDP*, na sigla em inglês) [39]. O DSO.jl foi desenvolvido com base na biblioteca *SDDP.jl* [40], que é uma biblioteca de código aberto em Julia para solucionar problemas de programação utilizando o algoritmo *SDDP*. O Apêndice C traz mais informações sobre a fundamentação matemática do programa. A figura 3.7 apresenta um esquema que exemplifica a resolução do problema.

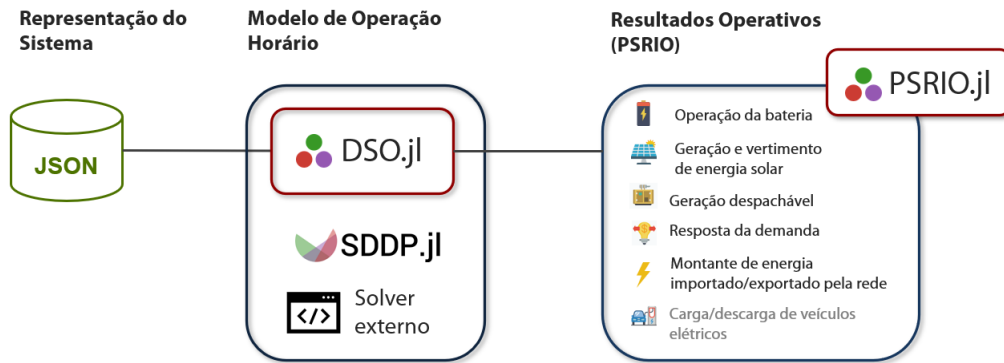


Figura 3.7: Solução do problema no DSO.jl [33].

Para que os dados de rede oriundos da BDGD, descritos na Seção 3.1, sejam lidos pelo programa DSO.jl, foram inscritos no programa *SDDP* (*Stochastic Dual Dynamic Programming*), para que fossem convertidos ao formato JSON necessário para a execução, conforme ilustrado na figura 3.8.

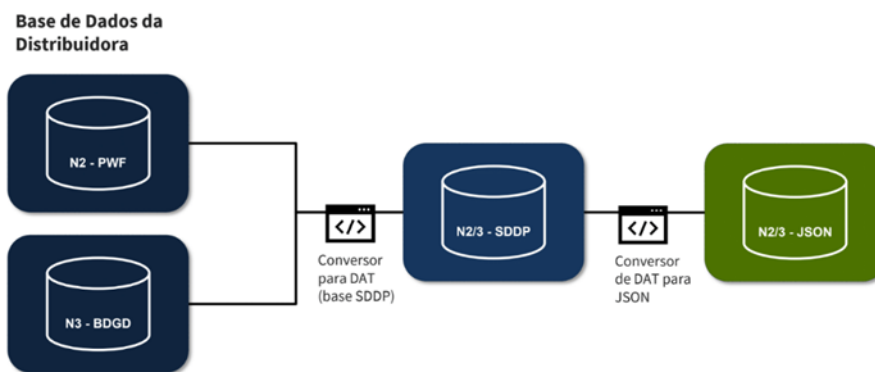


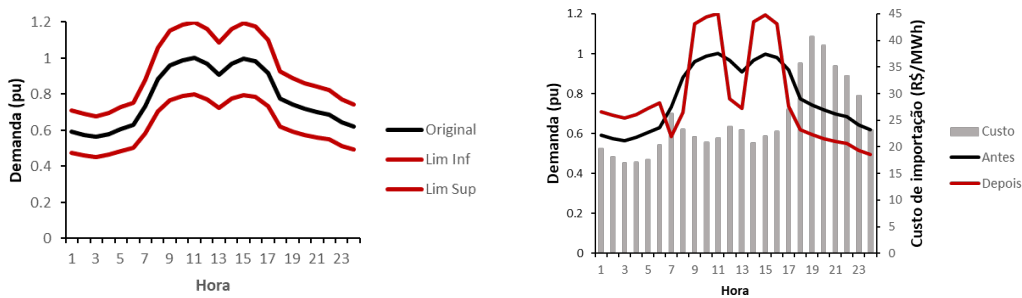
Figura 3.8: Conversão do formato da BDGD para o formato JSON [33].

Além disso, o programa *Time Series Lab* (TSL) foi utilizado na geração dos cenários da geração distribuída solar.

Como citado, ao operar a rede de distribuição, o modelo otimiza a utilização de recursos energéticos distribuídos, dentre eles a RDI. Dessa forma, o operador possui a

flexibilidade para deslocar a demanda do consumidor, reatribuindo a energia durante toda a operação, respeitando limites de deslocamento e a carga total de cada dia.

Na figura 3.9 é exemplificado o efeito desse mecanismo sobre um consumidor do tipo comercial da alta tensão de uma distribuidora. Em um primeiro momento, o operador define os limites superiores e inferiores da demanda com base no nível de flexibilidade fornecido pelo consumidor, como ilustrado na figura 3.9a, neste trabalho foi adotado 20%, semelhante ao programa de RDI utilizado pela *SDG&E* na Califórnia [16]. Com os limites definidos, o modelo otimiza a demanda de forma a minimizar os custos operativos, aumentando a demanda nos momentos em que o custo de importação de energia é menor e diminuindo nos momentos em que é maior, de forma a não violar os limites definidos, como ilustrado na figura 3.9b.



(a) Limites superior e inferior.

(b) Demanda otimizada.

Figura 3.9: Limites superior e inferior e otimização da demanda com base no custo de importação de energia.

Capítulo 4

Estudos de caso

4.1 Sistema Teste

4.1.1 Apresentação do sistema

A fim de aplicar a metodologia desenvolvida neste trabalho, dois sistemas serão utilizados. O primeiro será um caso exemplo com as curvas de demanda ajustadas pelo consumo diário de uma distribuidora real. Em seguida, será estudado um caso adaptado com os dados reais da rede elétrica e consumo de uma distribuidora de energia brasileira.

O IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos) fornece aos desenvolvedores diferentes topologias de rede de distribuição para que diferentes estudos possam ser desenvolvidos [41]. Uma dessas topologias é composta por 123 barras, escolhida por ter características apropriadas para o estudo e ser suficientemente grande para simulações estocásticas, que exigem grande poder de processamento. Além disso, o objetivo do exemplo é aplicar a metodologia proposta em uma escala menor para demonstrar as análises.

Inicialmente, o sistema de distribuição utilizado para testes foi empregado em [33], onde foi ajustado e parametrizado. O circuito originalmente é composto por cargas desequilibradas com corrente, impedância e potência constantes, além de linhas subterrâneas e aéreas, 4 conjuntos de reguladores de tensão e 4 bancos de capacitores *shunt*. O primeiro regulador, localizado próximo à subestação, é trifásico e representa um OLTC (*on-load tap changer*). Os demais reguladores são monofásicos e possuem compensação de queda de tensão (LDC). Do total de 4 capacitores, um é trifásico e os outros três são monofásicos. Existem dois transformadores na rede: um com capacidade de 5000 kVA que faz a transformação de tensão de 115 kV para 4,16 kV, e outro com capacidade de 150 kVA que realiza a transformação de tensão de 4,16 kV para 480 V.

Além disso, o sistema não possuía fontes de geração distribuída, porém para o

estudo, foram adicionadas quatro unidades de termelétricas (UTES) com capacidade de 3.8 MW, quatro unidades fotovoltaicas (UFVs) com capacidade de 4.4 MW e três baterias com capacidade de 0.5 MW e armazenamento de 1.9 MWh. A figura 4.1 apresenta o diagrama unifilar do sistema, incluindo a representação dos recursos adicionados. A barra de número 33 no canto superior esquerdo da figura corresponde à subestação de fronteira com a rede de alta tensão.



Figura 4.1: Sistema IEEE-123 barras adaptado [33].

Além da rede elétrica, para executar a operação no DSO.jl é necessário fornecer valores do custo de importação de energia da rede de alta tensão. E para os Cenários GD e Bateria, foram utilizados cinco cenários de geração solar que foram obtidos através do programa TSL. O custo de importação e os cenários de geração solar estão representados nas figuras 4.2 e 4.3.

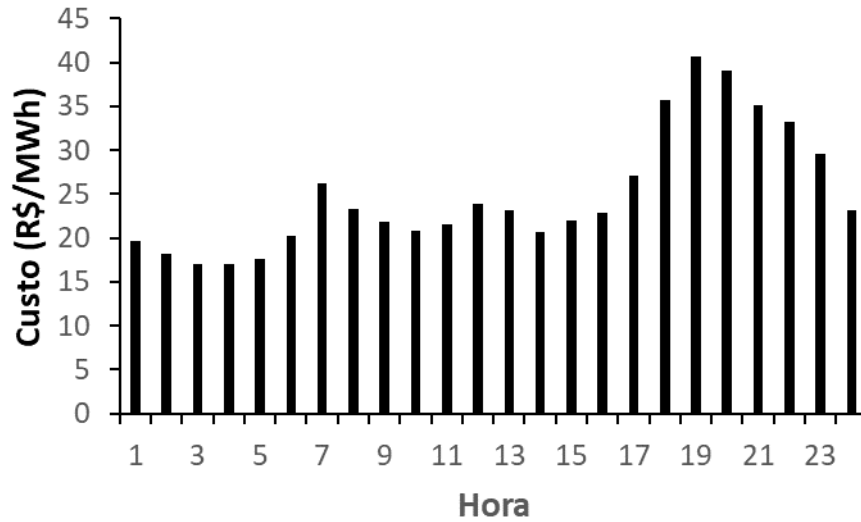


Figura 4.2: Custo de importação de energia para o sistema teste.

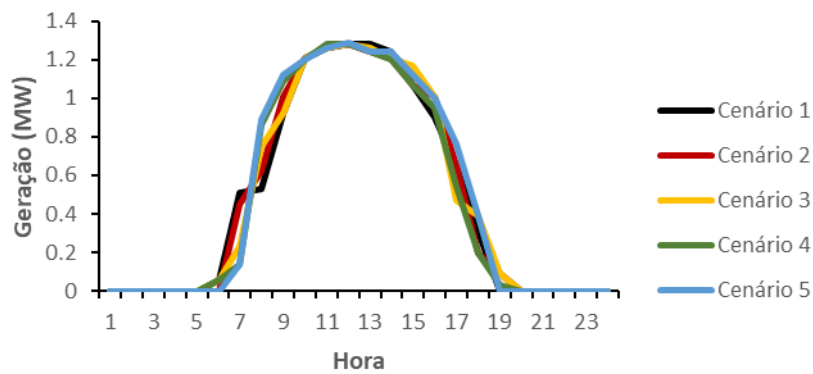


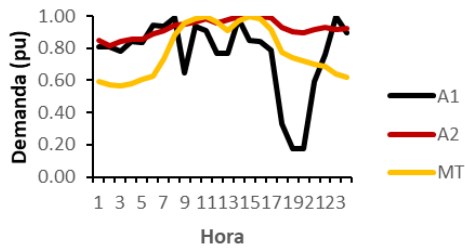
Figura 4.3: Cenários de geração distribuída.

Por fim, o sistema fornecido pelo IEEE não apresenta detalhes sobre a variação da carga ao longo do dia. No entanto, como o objetivo deste trabalho é de avaliar os impactos da resposta da demanda ao longo de 24 horas, foi realizada uma adaptação de forma a representar o comportamento da carga de uma distribuidora nesse período. Para isso as curvas de carga dos consumidores da alta e média tensão (A1, A2 e MT) e dos consumidores da baixa tensão (residencial, rural, comercial, industrial, serviços públicos e iluminação pública) foram distribuídos nas 123 barras do sistema conforme a repartição da carga da distribuidora EDP São Paulo disponibilizada para a Campanha de Medidas da ANEEL [34], apresentada na tabela 4.1.

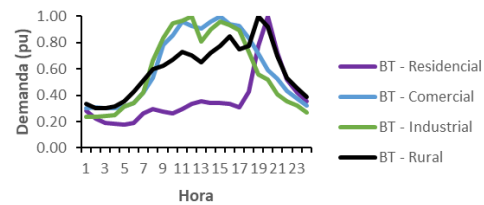
Tabela 4.1: Repartição da carga da EDP São Paulo [34].

Consumidor	Participação (%)
A1	0.67
A2	33.23
MT	29.91
BT Residencial	23.36
BT Comercial	8.55
BT Industrial	1.14
BT Rural	0.47
BT Iluminação Pública	1.14
BT Serviços Públicos	0.47

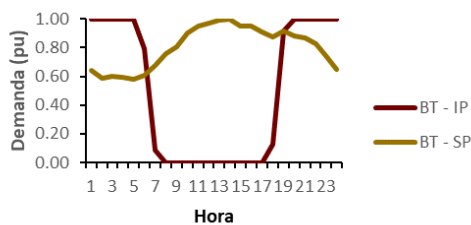
As curvas de carga típicas dos consumidores da distribuidora estão nas figuras 4.4a, 4.4b e 4.4c. Por último, é representada a curva de carga diária total do sistema na figura 4.4d. A demanda média total é de 2.18 MW, com um valor máximo de 3.04 MW e o consumo diário total de energia é de 52.24 MWh.



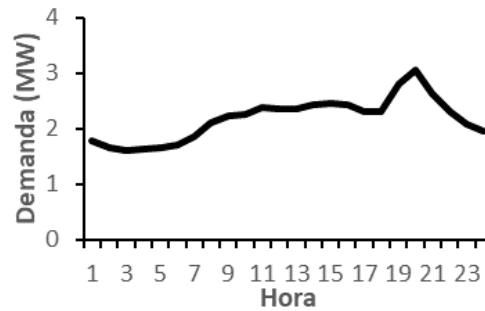
(a) A1, A2 e MT



(b) BT



(c) IP e SP



(d) Total

Figura 4.4: Curvas de carga por tipo de consumidor, em pu, e demanda total, em MW.

4.1.2 Alocação de resposta da demanda

Seguindo o procedimento ilustrado no fluxograma contido no Capítulo 3, foi efetuada a alocação dos mecanismos de Resposta de Demanda por Tarifa (RDT) e Resposta da Demanda por Incentivo (RDI).

Como ilustrado na figura 3.4, para a RDT, três diferentes níveis de penetração foram aplicados às 123 barras do sistema. No nível de penetração pessimista, foram selecionados 25% dos consumidores da baixa tensão para aderirem a tarifa binômica, o que corresponde a 4 barras do sistema; no realista, 50%, ou 15 barras; e no otimista, 100%, ou 45 barras.

A RDT foi modelada considerando a aplicação da tarifa binômica para os consumidores da baixa tensão, como explicado anteriormente. As curvas de carga da baixa tensão apresentadas na seção anterior foram moduladas utilizando o PSR DS. Em um primeiro momento, foi testado o efeito do modelo sobre cada consumidor, ilustrado na figura 3.5.

Já no caso da RDI, o nível de flexibilidade foi fixado em 20%, como explicado no Capítulo 3. Para aumentar gradualmente o nível de penetração de resposta da demanda foram considerados os seguintes níveis: pessimista, em que foram selecionados 10% dos consumidores da alta e média tensão, o que corresponde a 3 barras do sistema; realista, 20% ou 2 barras (com maior demanda que as da situação anterior); e otimista, 50% ou 9 barras.

4.1.3 Análise dos resultados

Demanda de eletricidade

A partir desta seção serão apresentados os resultados e as análises das simulações realizadas com o sistema IEEE-123 barras a fim de avaliar a operação eletroenergética dos 30 casos estudados neste trabalho. O primeiro resultado a ser analisado é o padrão da geração dos recursos para suprir a demanda. A seguir, estão ilustradas a demanda e as fontes de geração de energia para os três cenários de referência (Base, GD e Bateria) nas figuras 4.5a, 4.5b e 4.5c.

O primeiro cenário de referência é o Cenário Base, presente na figura 4.5a. Nele, observa-se que a demanda total do sistema durante um dia foi de 52.24 MWh. Para atender essa demanda, aproximadamente 95% da geração foi importada da rede, somando 49.74 MWh, e 2.5 MWh foram produzidos em usinas térmicas para atingir o total consumido.

O segundo é o Cenário GD, em que se tem a inserção de geração distribuída na rede da distribuidora, nesse caso, composta apenas por usinas solares fotovoltaicas (UFVs). Nesse cenário, a demanda total foi a mesma do Cenário Base, uma vez que ainda não há resposta da demanda. Em relação à geração, as usinas solares geram energia quando há sol, tendo seu pico por volta das 12h às 14h e não produzem à noite, conforme ilustrado na figura 4.5b.

Por fim, no terceiro cenário de referência (Bateria), tem-se a inserção de 3 baterias na rede de distribuição, que totalizam 0.5 MW de potência e 1.9 MWh de capacidade (figura 4.5c). Dessa figura, percebe-se que as baterias consomem energia da rede quando a energia é mais barata, ou seja, nos momentos em que o custo de importação de energia é baixo (entre 1h e 6h) e durante o pico das usinas solares (10h e 14h) e reinjetam energia na rede elétrica durante o horário em que a demanda do sistema é maior (entre 18h e 21h).

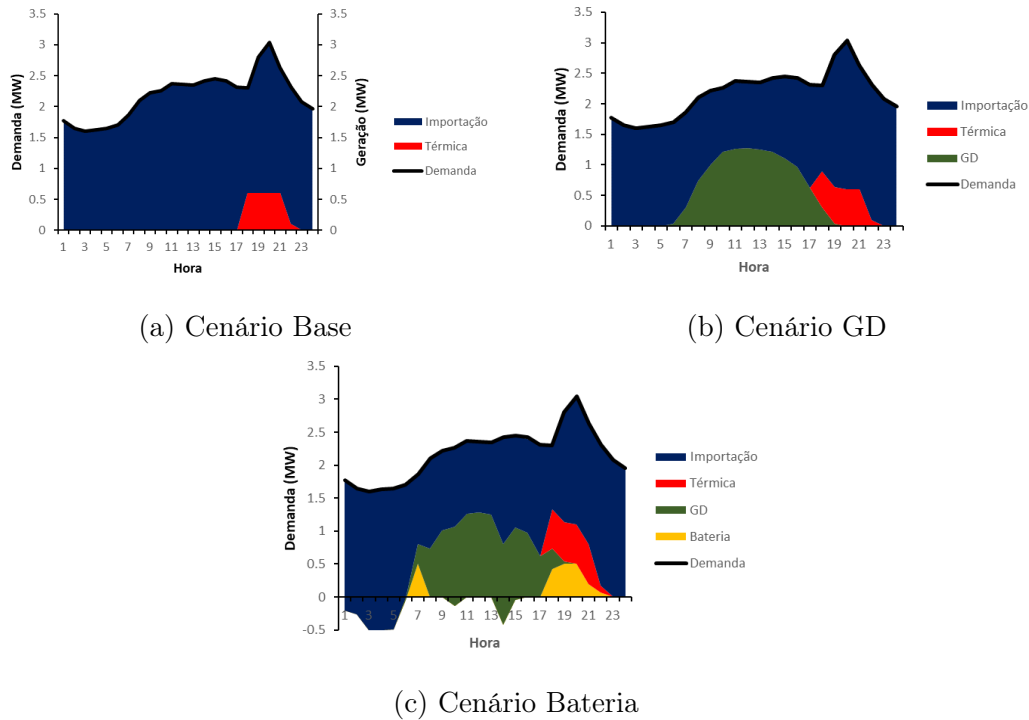


Figura 4.5: Demanda e geração de eletricidade por fontes para os cenários de referência.

Partindo-se desses três cenários de referência apresentados, foram simulados os diferentes níveis de penetração de RD como explicado anteriormente. Portanto, de cada cenário de referência, derivaram-se: três casos de RDT (pessimista, realista e otimista); três casos de RDI (pessimista, realista e otimista); e três casos em que ambos os mecanismos são aplicados em conjunto (pessimista, realista e otimista).

A primeira simulação realizada foi de RDT no Cenário Base e, como explicado no Capítulo 3, o programa que simula esse mecanismo é o PSR DS. Nessas condições, a demanda de pico foi utilizada como forma de comparação entre os diferentes casos de penetração. Da figura 4.6a, observa-se o efeito expressivo da RDT nos horários de pico do sistema. No Cenário Base, o pico de consumo ocorre no intervalo entre 18h e 21h e, quanto maior o nível de penetração, percebe-se uma redução desse consumo de ponta. Vale ressaltar que, para os períodos fora da ponta, nota-se um leve aumento da demanda quando comparado com a situação inicial, uma vez que o modelo PSR DS foi desenvolvido de forma a manter o valor total do consumo de energia nas 24 horas. A Figura 4.6a traz a comparação entre as demandas registradas para os quatro casos.

Além disso, também foram analisados os resultados isolados para a simulação feita levando em consideração a aplicação do mecanismo de RDI para os consumidores da alta tensão utilizando o modelo DSO.jl. A partir desse mecanismo, percebe-se uma redução menos expressiva na demanda de ponta, porém mais va-

riada ao longo do dia, uma vez que o modelo DSO.jl foi desenvolvido de forma a otimizar a demanda de energia do ponto de vista da distribuidora, minimizando os custos operativos totais com base no custo de importação de energia e mantendo o valor total do consumo de energia nas 24 horas. O resultado está na figura 4.6b.

Por último, pode-se analisar os resultados encontrados para a simulação feita considerando ambos os mecanismos em conjunto. Nessa situação, nota-se um fato interessante, que é a combinação dos efeitos de ambos, uma vez que se percebe uma redução expressiva da demanda na ponta (entre 18h e 21h) devido ao mecanismo de RDT e uma maior modulação ao longo do dia causada pelo mecanismo de RDI, conforme ilustrado na figura 4.6c.

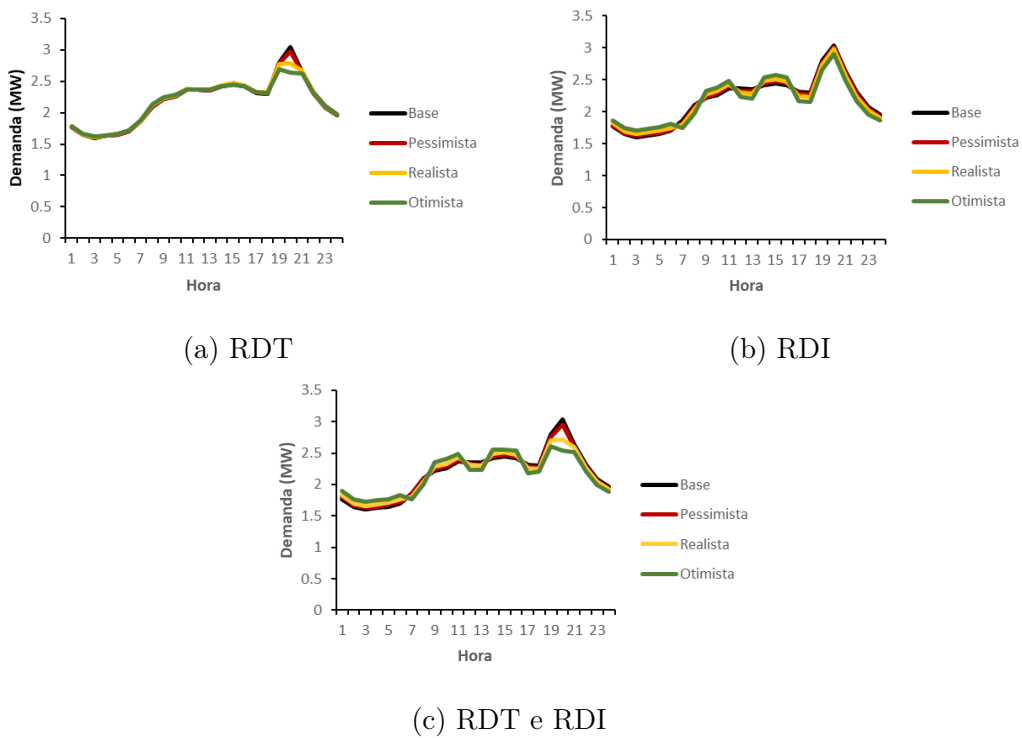


Figura 4.6: Demanda de eletricidade com penetração de RD para o Cenário Base.

Além das simulações de penetração no Cenário Base, essas mesmas simulações foram realizadas para o Cenário GD e para o Cenário Bateria. Porém, como o perfil da demanda não altera entre os cenários de referência, essas situações não apresentaram diferenças significativas no valor de demanda máxima em relação ao Cenário Base.

Portanto, percebe-se que, para todos os cenários, a operação do mecanismo de RDT apresentou uma maior redução da demanda de pico. Enquanto isso, a RDI apresenta maior modulação durante o dia, mas não apresenta grandes reduções da demanda de ponta. A operação conjunta de ambos os mecanismos, pode ser considerada ideal, pois consegue combinar os benefícios, reduzindo em até quase 15% a demanda máxima do sistema. A tabela 4.2 apresenta as reduções da demanda de ponta em relação ao Cenário Base para todas as simulações realizadas com o sistema teste IEEE-123 barras.

Tabela 4.2: Reduções da demanda de ponta (%) em relação ao Cenário Base.

Cenário	Penetração	Base	GD	Bateria
Referência	-	-	0.00	0.66
RDT	Pessimista	■ 1.97	■ 1.97	■ 2.63
RDT	Realista	■ 8.55	■ 8.55	■ 9.21
RDT	Otimista	■ 9.54	■ 9.54	■ 10.20
RDI	Pessimista	■ 0.99	■ 0.99	■ 1.32
RDI	Realista	■ 1.97	■ 1.97	■ 2.30
RDI	Otimista	■ 4.61	■ 4.61	■ 4.93
RDT+RDI	Pessimista	■ 2.96	■ 2.96	■ 3.29
RDT+RDI	Realista	■ 10.53	■ 10.53	■ 11.18
RDT+RDI	Otimista	■ 14.14	■ 14.14	■ 14.80

Custos operativos

Dado que o DSO.jl é um modelo que otimiza os custos de operação de redes de distribuição, um resultado importante é o custo operativo total. Assim como feito anteriormente, os três cenários de referência (Base, GD e Bateria) serão analisados e depois será realizada a penetração de RD.

A seguir, está ilustrado na figura 4.7 os custos operativos para esses cenários. No Cenário Base, onde só é permitida a importação de energia, o custo total foi de R\$1.340,00 e é possível observar que o perfil dos custos segue o perfil da curva do custo de importação de energia apresentada no início deste capítulo. Para o Cenário GD, nota-se um efeito muito importante da geração solar para o sistema, reduzindo

os custos ao longo de todo o dia, atingindo uma queda expressiva de 19.57%. Por último, no Cenário Bateria, nota-se uma redução dos custos no horário de pico que ajudam a reduzir os custos totais em mais 2%.

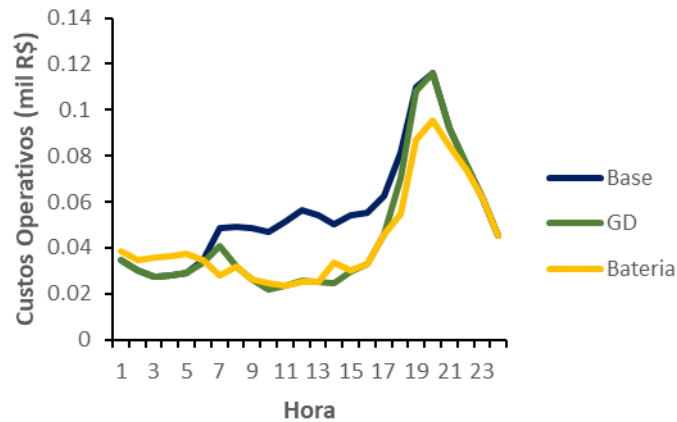


Figura 4.7: Custos operativos para os três cenários de referência.

Em um primeiro momento, foram analisados os custos operativos do sistema para a penetração do mecanismo de RDT, ilustrado na figura 4.8a. Assim como o perfil de demanda analisado anteriormente, os custos no horário de ponta foram reduzidos, contudo, isso não se refletiu em redução dos custos totais da operação. Já para o mecanismo de RDI (figura 4.8b) percebe-se que, diferentemente do anterior, nesse caso, há uma maior redução dos custos operativos totais. Para o caso em que ambos os mecanismos são aplicados em conjunto, assim como o perfil de demanda analisado anteriormente, os benefícios foram combinados, como ilustrado na figura 4.8c.

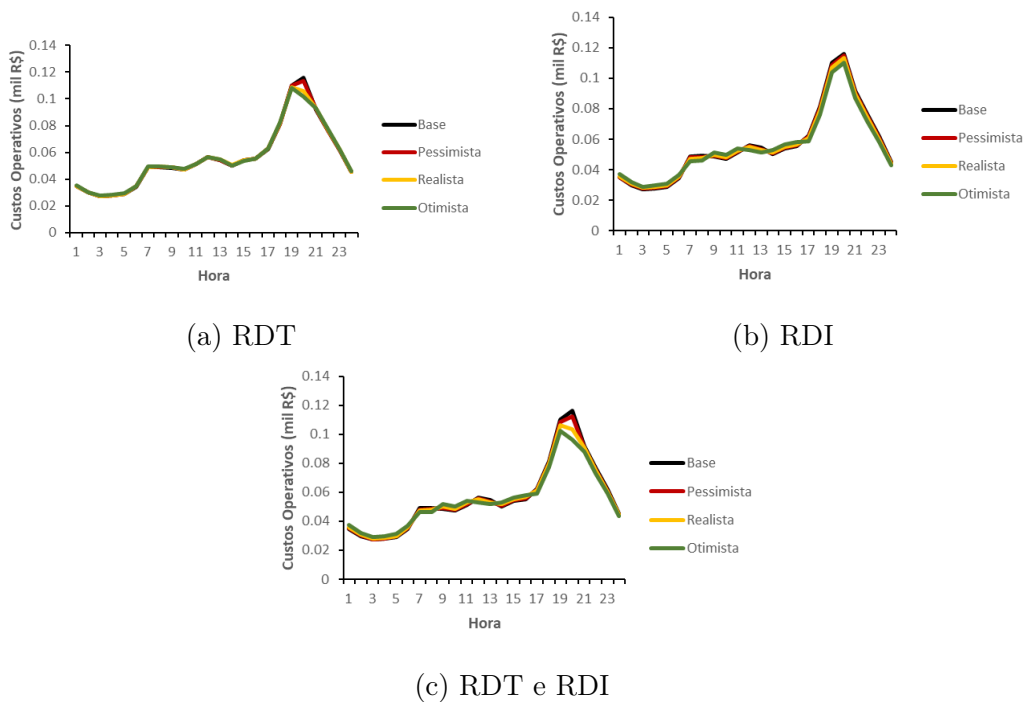


Figura 4.8: Custos operativos com penetração de RD para o Cenário Base.

Como citado anteriormente, essas mesmas simulações foram realizadas para o Cenário GD e para o Cenário Bateria, porém, devido à similaridade dos efeitos da resposta da demanda, para esses cenários apenas os resultados finais estão apresentados na tabela 4.3. Os custos totais nos Cenários GD e Bateria já apresentam uma redução significativa em relação ao Cenário Base, mas ainda assim, ao inserir resposta da demanda nesses cenários, observa-se uma sinergia entre os recursos, diminuindo ainda mais os custos.

Com isso, percebe-se que a RDI, por ser um mecanismo que otimiza os custos de operação, apresentou os maiores efeitos e a operação conjunta de ambos os mecanismos de resposta da demanda consegue combinar os benefícios, diminuindo em até 2% os custos operativos para o Cenário Base. Além disso, observa-se uma sinergia para os Cenários GD e Bateria, uma vez que ao introduzir resposta da demanda nesses cenários, é possível diminuir ainda mais os custos operativos, chegando em uma redução total de aproximadamente 23% no cenário mais otimista com todos REDs à disposição. A tabela 4.3 apresenta as reduções dos custos operativos totais em relação aos Cenário Base para todas as simulações realizadas com o sistema teste.

Tabela 4.3: Redução de custos operativos totais (%) em relação ao Cenário Base.

Cenário	Penetração	Base	GD	Bateria
Referência	-	-	19.57	21.98
RDT	Pessimista	0.07	19.65	22.04
RDT	Realista	0.31	19.88	22.27
RDT	Otimista	0.43	20.01	22.39
RDI	Pessimista	0.37	19.72	22.09
RDI	Realista	0.75	20.28	22.65
RDI	Otimista	1.59	20.57	22.92
RDT+RDI	Pessimista	0.44	19.79	22.16
RDT+RDI	Realista	1.06	20.59	22.97
RDT+RDI	Otimista	2.01	21.00	23.37

Fluxo nos circuitos

O próximo resultado das simulações a ser analisado é o fluxo dos circuitos no sistema em questão. O programa DSO.jl também gera como resultado da operação o fluxo em cada hora para todos os circuitos e, com isso, foi calculado o fluxo médio de todos os circuitos para indicar os períodos em que os circuitos estão mais carregados. Como citado na seção anterior, serão analisados os resultados dos 30 casos estudados neste trabalho.

A figura 4.9 ilustra o fluxo médio de todos os circuitos para as 24 horas dos três cenários. Percebe-se uma grande diminuição do fluxo dos circuitos, no período entre 17h e 18h, isso deve-se ao acionamento das usinas térmicas da distribuidora que, por gerarem energia mais próximo às cargas, diminuem o fluxo médio dos circuitos. Além disso, nota-se uma diferença expressiva entre os três cenários para o período entre 6h e 18h, sendo possível perceber os efeitos locais da inserção de geração distribuída, gerando uma diminuição dos fluxos nos circuitos durante o horário de pico da geração solar. A bateria contribui para deixar a curva de fluxo ainda mais plana, aumentando o fluxo em alguns momentos e aliviando no horário de ponta (entre 18h e 21h). Para todo o período de 24h, o Cenário Base registrou um fluxo médio de 0.16 MW; enquanto o Cenário GD registrou uma redução de 17.09%; e o Cenário Bateria teve um aumento de aproximadamente 1.5% em relação ao Caso GD, totalizando 15.42% de redução em relação ao Cenário Base, mas possuindo a vantagem de reduzir o fluxo médio no horário de ponta.

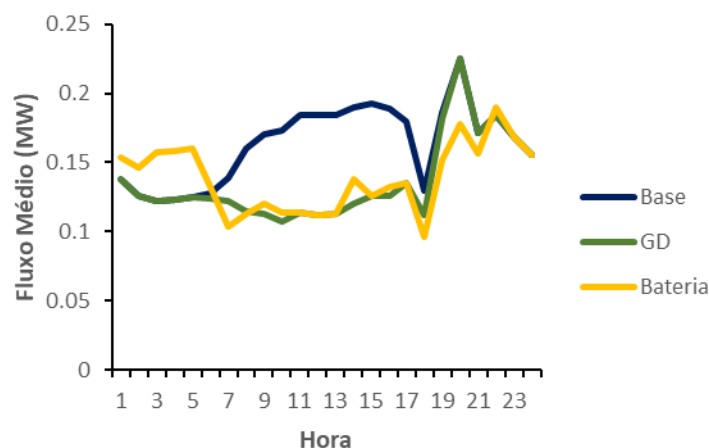


Figura 4.9: Fluxo médio dos circuitos da rede de distribuição para os três cenários de referência.

Da aplicação da RDT, ilustrada na figura 4.10, foi observada uma redução do fluxo médio na ponta quanto maior fosse a penetração e, para o caso mais otimista, a redução foi tão considerável que o pico do fluxo foi deslocado para o intervalo das 22h. Quando o mecanismo de RDI é utilizado em conjunto, observa-se que a otimização faz com que o fluxo máximo seja transferido para outros momentos e, ainda que a RDT consiga diminuir bastante a ponta, o fluxo máximo acaba sendo transferido para o horário de 15h até 17h. A Figura 4.10 mostra os gráficos comparativos para as três situações.

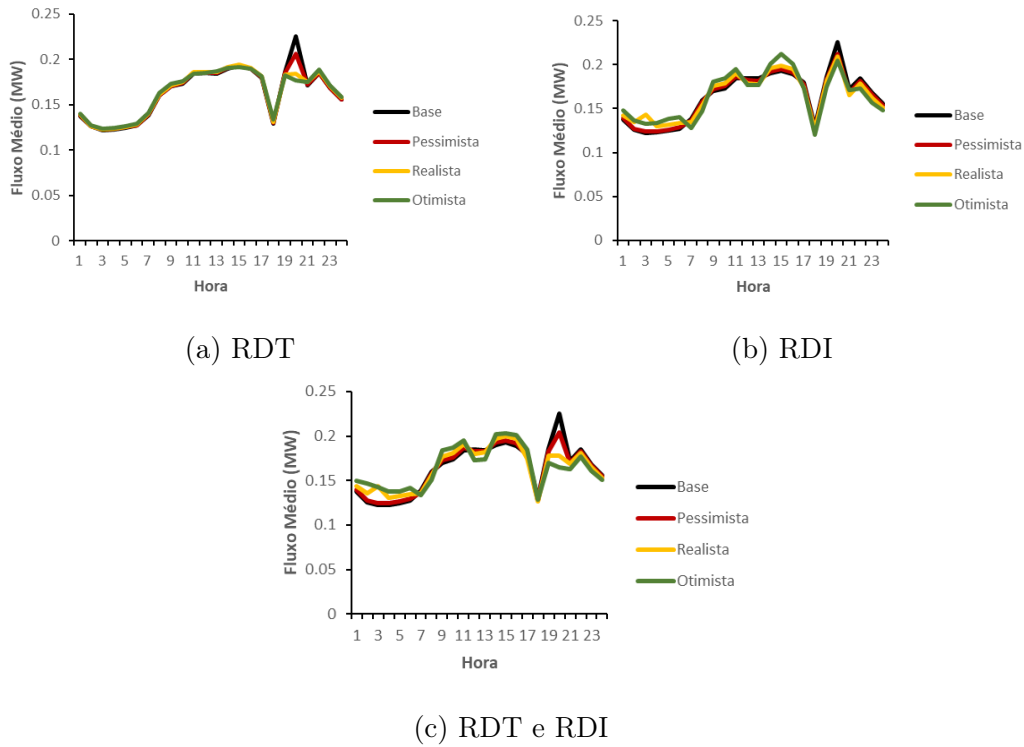


Figura 4.10: Fluxo médio dos circuitos com penetração de RD para o Cenário Base.

Assim como para os resultados de demanda e custos, o fato de ter disponível geração distribuída e baterias faz com que o fluxo médio dos circuitos diminua e, ao inserir resposta da demanda nesses dois cenários, observa-se uma sinergia entre os recursos, diminuindo ainda mais o fluxo máximo.

Com isso, percebe-se que, no geral, a operação do mecanismo de RDT apresentou uma maior redução do fluxo no pico. Enquanto isso, a RDI apresenta maior modulação durante o dia, mas não apresenta grandes reduções do fluxo de ponta. No entanto, a operação conjunta de ambos, não foi o melhor dos casos em termos de fluxo, pois o mecanismo de RDI faz com que o fluxo máximo seja transferido para outros períodos do dia. A tabela 4.4 apresenta as reduções do fluxo médio de ponta em relação aos Cenário Base para todas as simulações realizadas com o sistema teste.

Tabela 4.4: Redução do fluxo médio de ponta (%) em relação ao Cenário Base.

Cenário	Penetração	Base	GD	Bateria
Referência	-	-	0.00	15.92
RDT	Pessimista	8.54	8.54	15.68
RDT	Realista	13.75	17.05	15.05
RDT	Otimista	15.06	16.34	14.68
RDI	Pessimista	5.92	5.92	21.72
RDI	Realista	7.03	7.03	22.72
RDI	Otimista	5.78	9.17	24.87
RDT+RDI	Pessimista	9.66	9.66	21.68
RDT+RDI	Realista	11.13	19.71	22.58
RDT+RDI	Otimista	10.01	19.20	21.11

Perdas de energia

Por fim, além da demanda de eletricidade, dos custos operativos e do fluxo médio dos circuitos, o programa DSO.jl gera como resultado da operação as perdas médias dos circuitos para cada hora e com isso é possível calcular as perdas totais.

Os três cenários de referência também serão analisados a fim de comparação, após será feita a análise dos cenários de RD. Para todo o período de 24 horas, o Cenário Base registrou 0.89% de perdas; enquanto o Cenário GD registrou 0.73%, uma redução de 18.53%; e o Cenário Bateria teve um aumento em relação ao Cenário GD, totalizando 0.64%, ou seja, 28.37% de redução em relação ao Cenário Base. A figura 4.11 ilustra as perdas totais em todos os circuitos para as 24 horas dos três cenários.

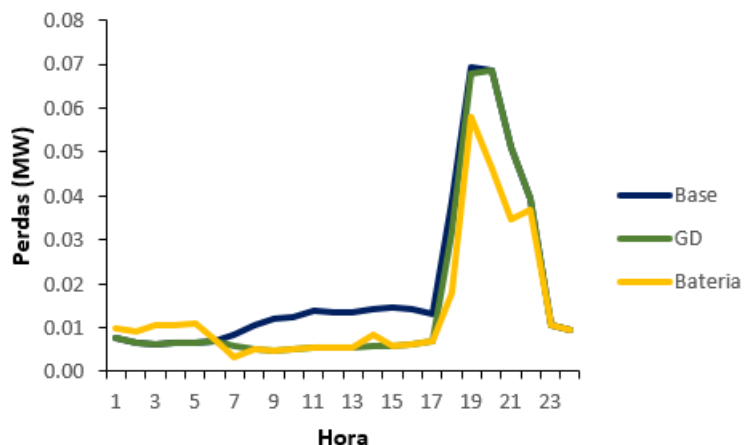


Figura 4.11: Perdas de energia nos circuitos da rede de distribuição para os três cenários de referência.

Para o mecanismo de RDT, como pode ser visto na figura 4.12a, também nota-se que houve uma redução dos valores de perdas nos horários de ponta. No caso da RDI (figura 4.12b), nota-se uma redução maior para os valores totais do que no caso da RDT, uma vez que este mecanismo visa minimizar as perdas para otimizar os custos operativos. Ao utilizar ambos os mecanismos em conjunto, observa-se na figura 4.12c a combinação dos efeitos nas perdas totais dos circuitos, sendo o maior ganho ocorrido nos horários de pico do sistema. Ainda que perdas totais sejam mais importantes do que em um momento específico, reduzir as perdas no horário de ponta significa otimizar o custo total da operação, pois o custo de energia é mais elevado no horário de pico.

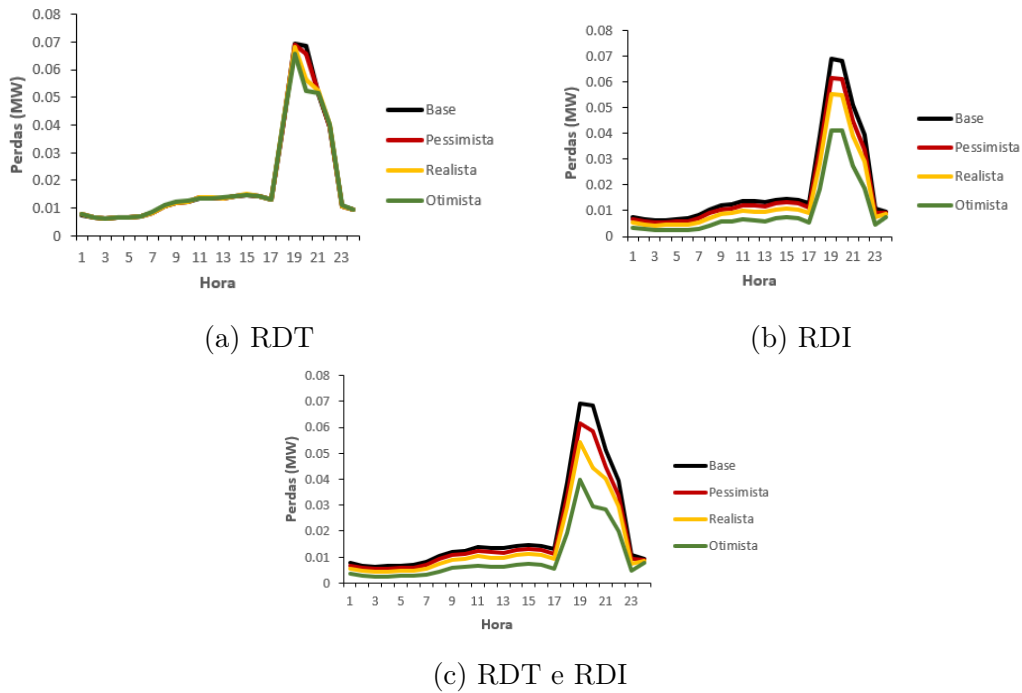


Figura 4.12: Perdas de energia nos circuitos com penetração de RD para o Cenário Base.

Além das simulações de RD no Cenário Base, essas mesmas simulações foram realizadas para o Cenário GD e para o Cenário Bateria, e nesses casos, foi observada uma sinergia com maior redução das perdas totais. Com isso, percebe-se que a operação conjunta dos dois mecanismos de resposta da demanda consegue combinar os benefícios de ambos, diminuindo as perdas totais do sistema em até 50% no Cenário Base, 58% no Cenário GD e 65% no Cenário Bateria. A tabela 4.5 apresenta as reduções das perdas totais em relação aos Cenário Base.

Tabela 4.5: Redução das perdas totais (%) em relação ao Cenário Base.

Cenário	Penetração	Base	GD	Bateria
Referência	-	-	■ 18.53	■ 28.37
RDT	Pessimista	0.43	■ 18.94	■ 28.70
RDT	Realista	1.70	■ 20.41	■ 29.84
RDT	Otimista	3.15	■ 20.92	■ 30.20
RDI	Pessimista	■ 11.95	■ 28.63	■ 36.66
RDI	Realista	■ 24.40	■ 37.56	■ 45.07
RDI	Otimista	■ 48.39	■ 56.29	■ 62.26
RDT+RDI	Pessimista	■ 12.38	■ 29.08	■ 37.08
RDT+RDI	Realista	■ 25.97	■ 39.37	■ 47.90
RDT+RDI	Otimista	■ 50.20	■ 58.29	■ 65.25

4.2 Distribuidora RGE

4.2.1 Apresentação do sistema

Nesta seção, busca-se aplicar a metodologia proposta neste trabalho em uma distribuidora real. Para isso, será utilizada a distribuidora RGE que, junto da RGE Sul, atua em 381 municípios do estado do Rio Grande do Sul. Em 2016, a RGE atendeu aproximadamente 2.3 milhões de clientes, distribuindo diariamente, em média, 46.7 GWh de energia elétrica [35].

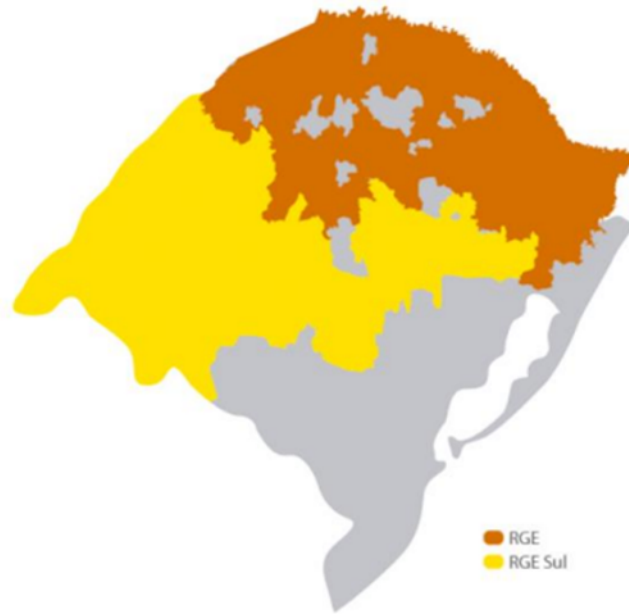


Figura 4.13: Rio Grande do Sul e a área de concessão da RGE [35].

O sistema de distribuição da RGE foi utilizado inicialmente no P&D Distribuidora do Futuro [33], que o parametrizou e testou. Tratam-se de dados adaptados de alimentadores reais de uma concessionária de energia elétrica brasileira de forma a proporcionar um cenário adequado para testes. Para essa análise, foram utilizados alimentadores que possuem consumidores de diferentes tipos: residenciais, rurais, industriais, comerciais, iluminação pública além de consumidores de média tensão. Dessa forma, utiliza-se a abordagem proposta, considerando os diferentes níveis de penetração de RD em uma distribuidora brasileira, para avaliar o impacto em relação à demanda, geração, custos operativos, fluxo nos circuitos e perdas elétricas.

Esse sistema possui 4354 barras e é composto por 56 subestações de alta/média tensão, 1 nó fictício (ver Apêndice A), 183 subestações de média/baixa tensão, 1100 alimentadores e 3014 cargas. Em seu formato inicial, o sistema não possui quaisquer fontes de geração distribuída, porém no trabalho [33] foram inseridos os seguintes recursos energéticos distribuídos: 375 usinas fotovoltaicas (UFVs), totalizando 733

MW, 13 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), somando 497 MW e 8 baterias de 30 MW e 60 MWh, totalizando 240 MW e 480 MWh de capacidade total. Contudo, foi observado que, devido a simplificação da rede elétrica explicada no Apêndice A, a maior parte desses recursos foi alocada nas subestações de média/alta tensão da distribuidora, fazendo com que estejam eletricamente distantes da demanda, o que pode fazer com que os resultados elétricos, como fluxo dos circuitos e perdas, não sejam corretamente impactados. Como dados de entrada, foram utilizados o custo de importação de energia e dez cenários de geração solar e hidrelétrica utilizados em [33] e ilustrados nas figuras 4.14 e 4.15.

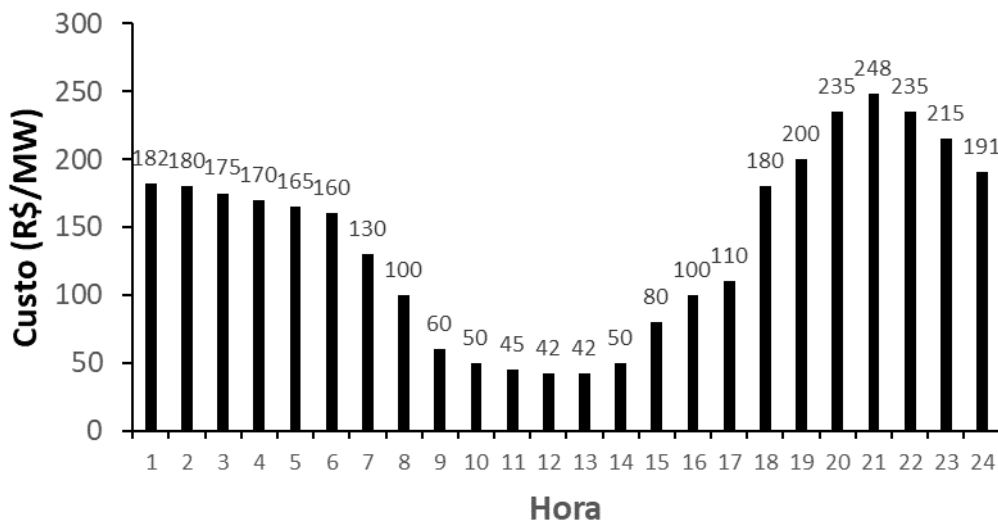


Figura 4.14: Custo de importação de energia.

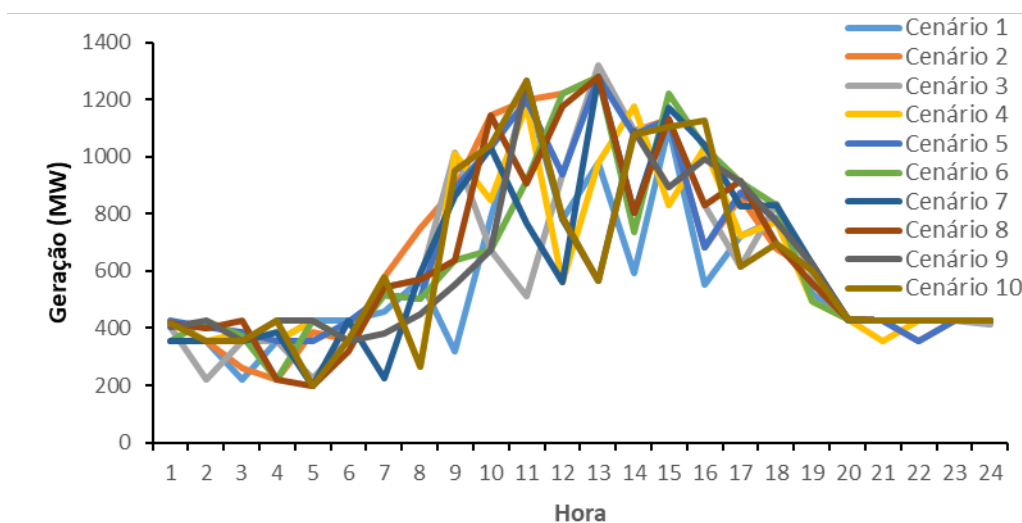


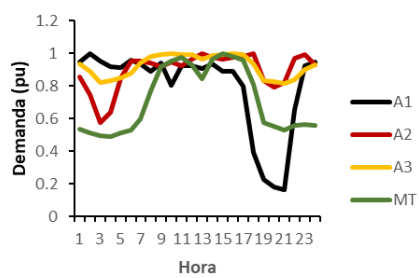
Figura 4.15: Cenários de geração distribuída.

Por fim, o sistema fornecido pela BDGD não apresenta detalhes sobre a variação da carga ao longo do dia. No entanto, como o objetivo deste trabalho é avaliar os impactos da RD ao longo de um dia, foi feita uma adaptação de forma a proporcionar uma melhor análise e representar o mais próximo possível o comportamento da carga da distribuidora. Logo, para complementar os dados da BDGD, foram utilizados os dados da Campanha de Medidas da ANEEL [35]. Para isso as curvas de carga dos consumidores da alta/média tensão (A1, A2, A3 e MT) e dos consumidores da baixa tensão (residencial, rural, comercial, industrial, serviços públicos e iluminação pública) foram distribuídos nas barras do sistema conforme a repartição da carga da RGE que é apresentada na tabela 4.6.

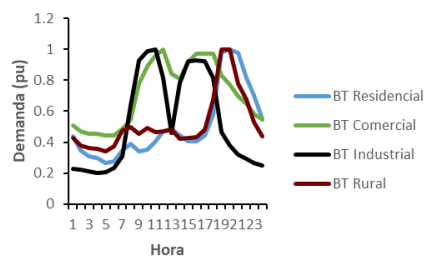
Tabela 4.6: Repartição dos consumidores da RGE [35].

Consumidor	Participação (%)
A1	4.12
A2	1.38
A3	6.13
MT	35.55
BT Residencial	30.28
BT Comercial	8.96
BT Industrial	0.87
BT Rural	4.34
BT Iluminação Pública	2.54
BT Serviços Públicos	0.27

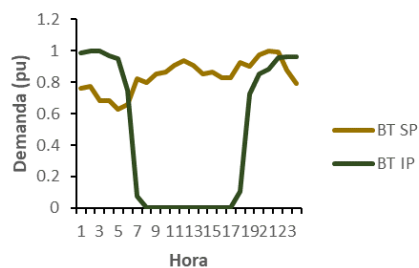
Além da repartição da carga por tipo de consumidor, foram utilizadas as curvas de carga típicas desses consumidores, conforme ilustrado nas figuras 4.16a, 4.16b e 4.16c. Por último, representa-se a curva de carga diária total do sistema na figura 4.16d. A demanda média total do sistema em um dia é de 1.9 GW, com um valor máximo de 2.5 GW e o consumo diário total de energia é de 46.7 GWh.



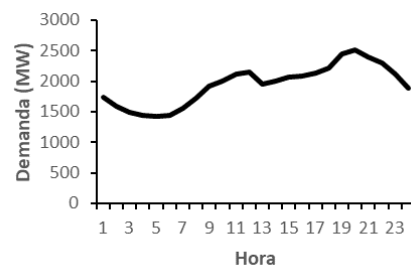
(a) A1, A2, A3 e MT



(b) BT



(c) IP e SP



(d) Total

Figura 4.16: Curvas de carga por tipo de consumidor e demanda total.

4.2.2 Alocação de resposta da demanda

Seguindo o procedimento ilustrado no fluxograma contido no Capítulo 3, foi realizada a alocação dos mecanismos de RDT e RDI. Para a RDT, três diferentes níveis de penetração foram aplicados: no nível de penetração pessimista, foram selecionados 25% dos consumidores da baixa tensão, correspondendo a 145 barras do sistema; no realista, 50%, 349 barras; e no otimista, 100%, 4115 barras.

A RDT foi modelada considerando a aplicação da tarifa binômica para os consumidores da baixa tensão. As curvas de carga desses consumidores apresentadas na figura 4.16 foram moduladas utilizando os PSR DS. Em um primeiro momento, foi testado o efeito do modelo sobre cada consumidor, que pode ser observado na figura 4.17. Para o consumidor residencial, observa-se uma redução da demanda máxima de 13%, ou seja, dada a elasticidade dos consumidores ao preço das tarifas de energia, para os consumidores é economicamente melhor deslocar a sua curva de demanda, reduzindo o pico do sistema. O modelo também foi testado para consumidores rurais, comerciais e industriais, observando-se reduções da demanda de 37%, 11% e 10%.

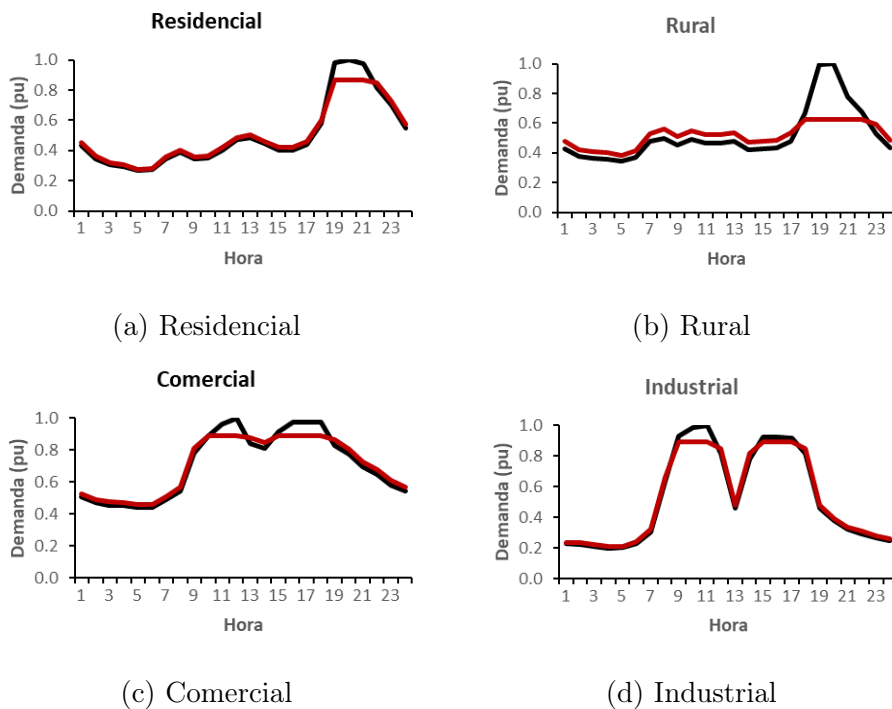


Figura 4.17: Redução da curva de carga original (preto) para a curva de carga após a aplicação da tarifa binômica (vermelho).

Já no caso da RDI, no nível de penetração pessimista, foi selecionado 10% da demanda dos consumidores da alta e média tensão, sendo aplicada apenas aos consumidores alocados no nó fictício do sistema; no realista, 20%, no nó fictício e em 17 barras; e no otimista, 50%, no nó fictício e em 42 barras.

4.2.3 Análise dos resultados

Demanda de eletricidade

Assim como foi realizado para o sistema teste anteriormente, esta seção apresentará os resultados e análises das simulações realizadas com a rede elétrica representativa da distribuidora RGE a fim de avaliar e comparar a operação eletroenergética dos 30 casos estudados neste trabalho.

Em um primeiro momento, os três cenários de referência (Base, GD e Bateria) são analisados isoladamente, após será feita a penetração de resposta da demanda para cada um. A seguir, estão ilustradas a demanda e as fontes de geração de energia para cada um desses cenários nas figuras 4.18a, 4.18b e 4.18c.

Nos três cenários, a demanda total do sistema durante um dia foi de 46.7 GWh. No Cenário Base (figura 4.18a), para atender essa demanda, toda a energia foi importada da rede elétrica.

O segundo é o Cenário GD (figura 4.18b), em que se tem a inserção de geração distribuída na rede da distribuidora, composta por usinas fotovoltaicas (UFVs) e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Em relação à geração, sabe-se que usinas fotovoltaicas produzem quando há sol, tendo seu pico por volta das 12h às 14h. Por outro lado, as hidrelétricas podem produzir durante todo o dia, fazendo com que haja geração distribuída também durante a noite.

Por último, no Cenário Bateria, tem-se a inserção das 8 baterias. Desse cenário, percebe-se que as baterias consomem energia da rede quando a energia é mais barata, ou seja, durante o pico das usinas solares (entre 11h e 14h) e reinjetam na rede elétrica durante o horário em que o custo de importação é maior (entre 20h e 23h).

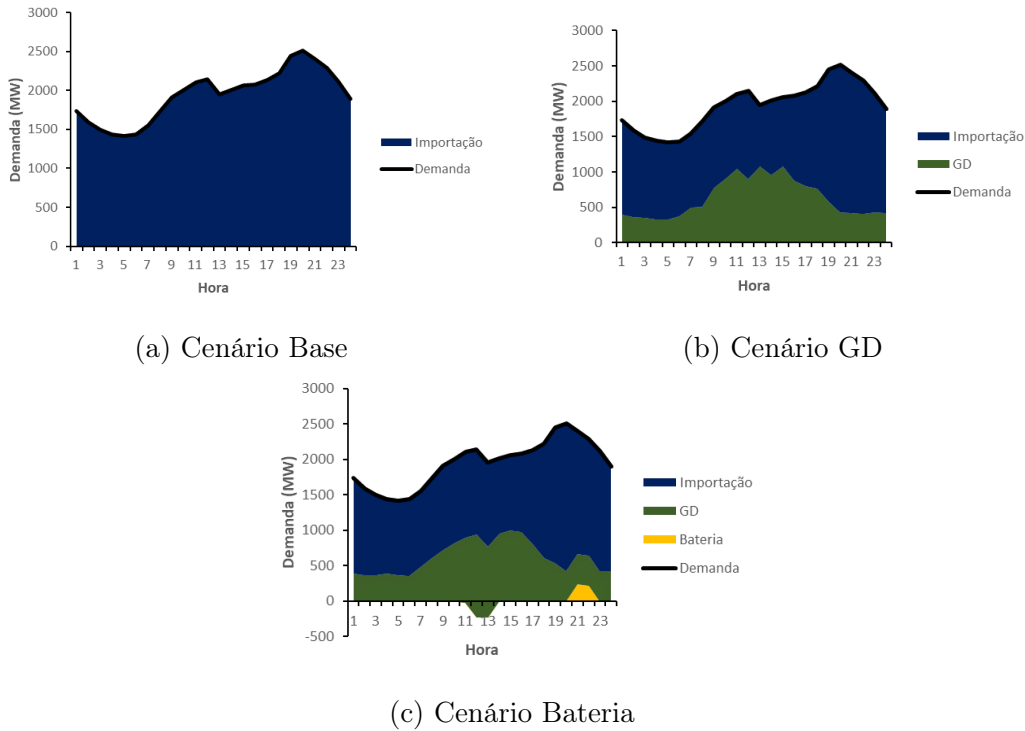


Figura 4.18: Demanda e geração de eletricidade por fontes para os cenários de referência.

Seguindo a metodologia explicada no Capítulo 3, após essa análise inicial dos cenários de referência, foram simulados os diferentes níveis de penetração de resposta da demanda para cada um desses cenários.

O primeiro caso foi da RDT e, nessas condições, a demanda de pico foi utilizada como forma de comparação entre os diferentes valores de penetração. Da figura 4.19a, observa-se o efeito desse mecanismo nos horários de pico de consumo, no cenário de referência, o pico ocorre no intervalo de 19h e 20h e, quanto maior o nível de penetração de resposta da demanda, percebe-se uma redução desse consumo de ponta até que no caso mais otimista o pico chega a ser transferido para o intervalo de 21h e 22h.

Dos casos com aplicação do mecanismo de RDI, ilustrados na figura 4.19b, é possível notar uma redução menos expressiva no pico, porém mais variada ao longo do dia, assim como foi observado para o sistema teste.

Por último, pode-se analisar os resultados encontrados para a simulação feita levando em consideração o sistema com aplicação de ambos os mecanismos. Para esses casos, nota-se a combinação dos efeitos de cada mecanismo, assim como observado para o sistema IEEE-123 barras. A Figura 4.19c mostra o gráfico comparativo entre as demandas registradas.

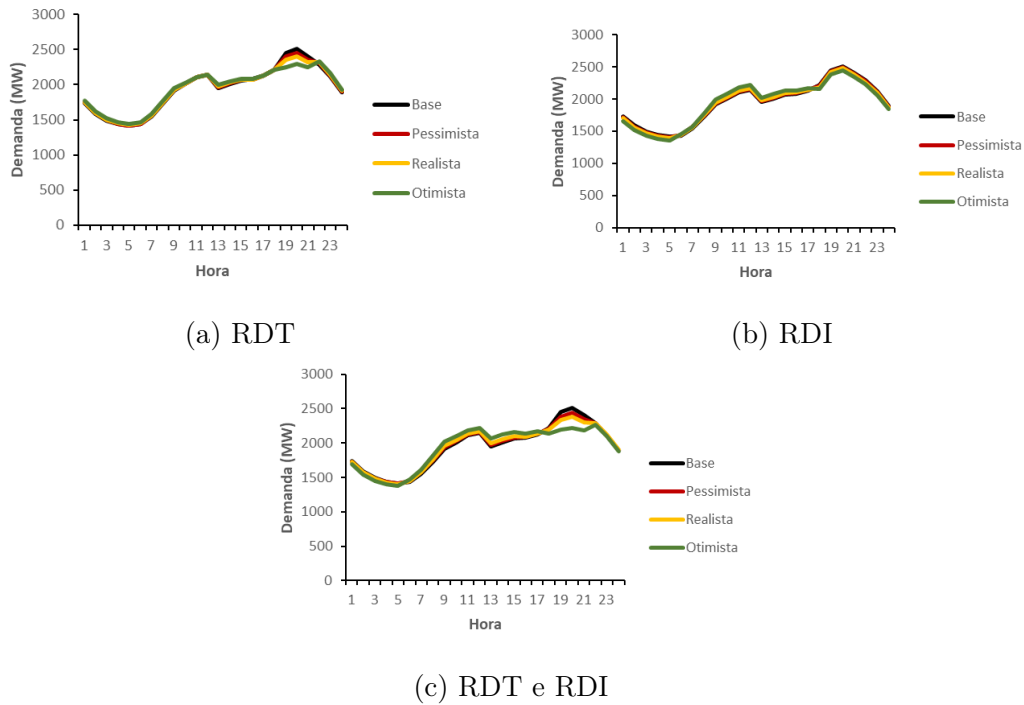


Figura 4.19: Demanda de eletricidade com penetração de RD para o Cenário Base.

Além das simulações de penetração no Cenário Base, essas mesmas simulações foram realizadas para o Cenário GD e para o Cenário Bateria. Porém esses casos não apresentaram diferenças significativas no perfil de demanda em relação ao Cenário Base.

Por fim, percebe-se que a operação conjunta de ambos os mecanismos pode ser considerada “situação ideal”, pois consegue combinar os benefícios, diminuindo em até 10% a demanda de ponta. A tabela 4.7 apresenta as reduções da demanda de ponta em relação aos Cenário Base para todas as simulações realizadas com o sistema adaptado da RGE.

Tabela 4.7: Redução da demanda de ponta (%) em relação ao Cenário Base.

Cenário	Penetração	Base	GD	Bateria
Referência	-	-	0.00	0.00
RDT	Pessimista	■ 2.26	■ 2.26	■ 2.26
RDT	Realista	■ 4.31	■ 4.31	■ 4.31
RDT	Otimista	■ 7.28	■ 7.28	■ 7.28
RDI	Pessimista	■ 0.54	■ 0.54	■ 0.54
RDI	Realista	■ 1.22	■ 1.22	■ 1.22
RDI	Otimista	■ 2.74	■ 2.88	■ 2.81
RDT+RDI	Pessimista	■ 2.80	■ 2.80	■ 3.80
RDT+RDI	Realista	■ 5.42	■ 5.42	■ 5.42
RDT+RDI	Otimista	■ 9.87	■ 9.83	■ 9.87

Custos operativos

Conforme explicado anteriormente, também serão analisados os resultados de custos operativos para o sistema adaptado da RGE. Em um primeiro momento, os resultados dos três cenários de referência (Base, GD e Bateria) são analisados. Percebe-se, na figura 4.20, que os perfis das curvas de custos seguem o perfil da curva do custo de importação de energia. No Cenário Base, onde só é permitida a importação de energia, o custo total foi de R\$6.566.740,00. Já para o Cenário GD, observa-se um efeito importante das PCHs, reduzindo os custos ao longo de todo o dia, atingindo uma redução de quase 2 milhões para R\$4.824.310,00, uma queda expressiva de 26.53%. Já no Cenário Bateria, percebe-se uma redução dos custos no horário de pico que ajudam a reduzir os custos totais em mais quase 1%, chegando a R\$4.754.220,00.

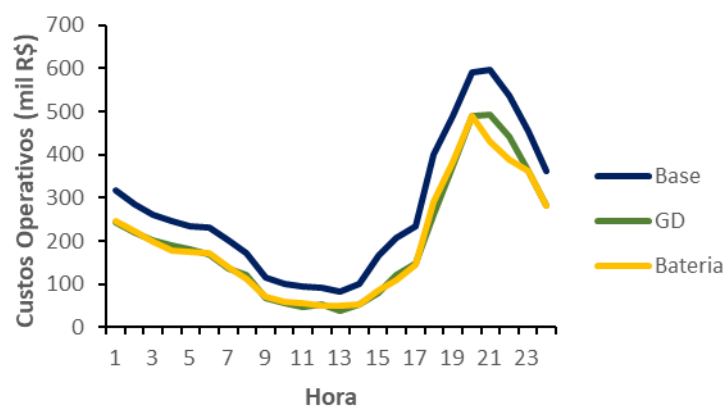


Figura 4.20: Custos operativos para os três cenários de referências.

Em seguida, podem ser analisados os custos operativos do sistema ao inserir o mecanismo de RDT. Como pode ser visto na figura 4.21a, assim como a demanda, os custos no horário de ponta reduziram, contudo, isso não se refletiu em redução dos custos totais da operação. Nos casos da RDI, ilustrados na figura 4.21b, é visível uma menor redução no pico, porém maiores reduções totais ao aumentar o nível de penetração. Já para o caso em que ambos os mecanismos são aplicados em conjunto, os benefícios foram combinados, como ilustrado na figura 4.21c.

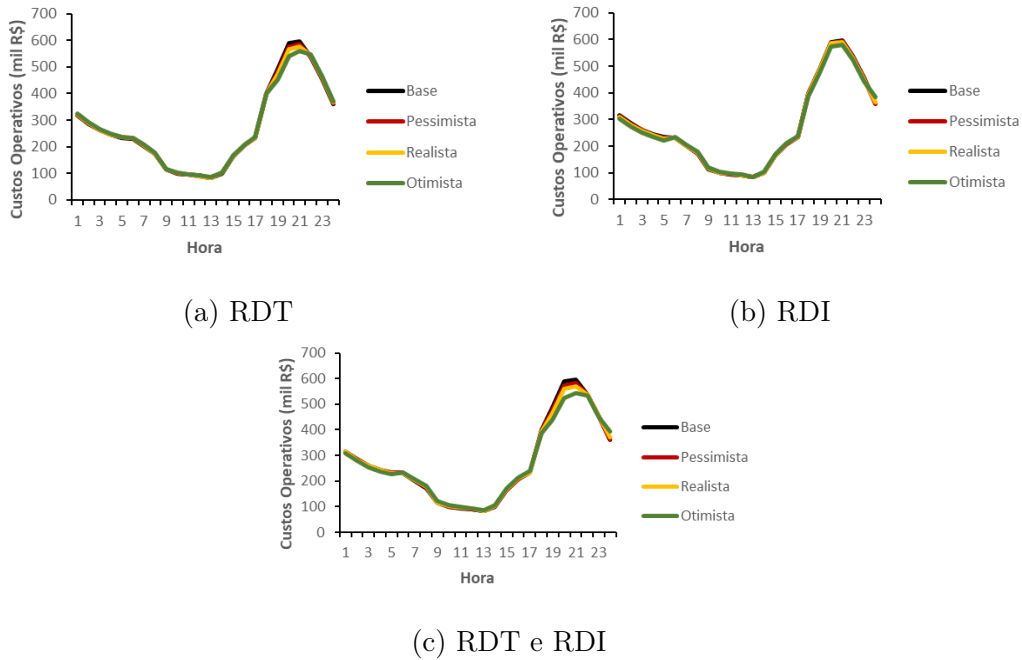






















Figura 4.21: Custos operativos com penetração de RDT e RDI para o Cenário Base.

Além das simulações no Cenário Base, essas mesmas simulações foram realizadas para o Cenário GD e para o Cenário Bateria. Nesses cenários, a Resposta da Demanda apresentou sinergia com os outros recursos energéticos distribuídos e, quanto maior o nível de penetração e mais REDs presentes no sistema, maior a diminuição dos custos operativos totais, assim como observado no Cenário Base.

Com isso, percebe-se que, assim como no caso IEEE-123 barras, a operação conjunta dos dois mecanismos apresentou os melhores resultados, chegando em até 2% de redução dos custos operativos totais. Além disso, os mecanismos de RD apresentaram sinergia com geração distribuída e baterias, reduzindo ainda mais os custos para esses cenários. A tabela 4.8 apresenta as reduções de custos operativos totais em relação aos Cenário Base para todas as simulações realizadas.

Tabela 4.8: Redução de custos operativos totais (%) em relação ao Cenário Base.

Cenário	Penetração	Base	GD	Bateria
Referência	-	-	 26.53	 27.60
RDT	Pessimista	0.21	 26.74	 27.81
RDT	Realista	0.40	 26.93	 28.00
RDT	Otimista	0.82	 27.35	 28.42
RDI	Pessimista	0.29	 26.55	 27.89
RDI	Realista	0.53	 27.15	 28.39
RDI	Otimista	1.09	 27.75	 28.86
RDT+RDI	Pessimista	0.50	 26.76	 28.10
RDT+RDI	Realista	0.98	 26.55	 28.76
RDT+RDI	Otimista	1.98	 28.19	 29.97

Fluxo nos circuitos

Além dos resultados da operação energética, como a demanda e os custos apresentados anteriormente, o DSO.jl permite também avaliar a operação em termos elétricos com relação ao uso dos circuitos e as perdas da distribuidora.

Com isso pode-se analisar de maneira geral como estão sendo utilizados os circuitos do sistema. A figura 4.22 ilustra o fluxo médio de todos os circuitos para as 24 horas dos três cenários de referência e nesses casos, não se nota uma diferença expressiva como observado no sistema IEEE-123, porém ainda é possível perceber os efeitos locais da inserção de geração distribuída e baterias. Observa-se uma diminuição dos fluxos nos circuitos durante o horário de pico das usinas solares (12h-14h). Contudo, é interessante observar que as PCHs não impactam nesses resultados, devido a sua modelagem nas subestações de alta tensão na montagem do sistema. As baterias impactam levemente durante esse período para aliviar os circuitos no horário de ponta.

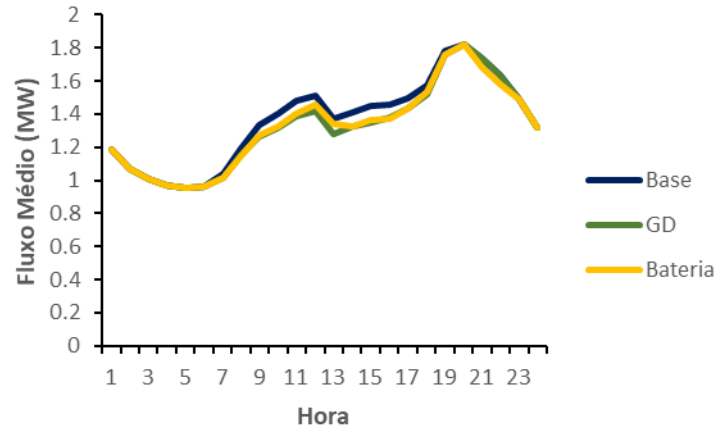


Figura 4.22: Fluxo médio dos circuitos da rede de distribuição para os três cenários de referência.

A partir dos cenários de referência, analisa-se o impacto da RD nos circuitos. Como pode ser observado na Figura 4.23a, o fluxo médio dos circuitos no caso da RDT se comporta como a curva de demanda, sendo observada uma maior redução no horário de pico. Quando o mecanismo de RDI é utilizado (figura 4.23b), não são observadas alterações significativas no fluxo médio de ponta nos circuitos. E ao utilizar ambos os mecanismos em conjunto, observa-se uma combinação dos efeitos no fluxo médio dos circuitos, sendo o maior ganho ocorrido nos horários de pico do sistema, como ilustrado na figura 4.23c.

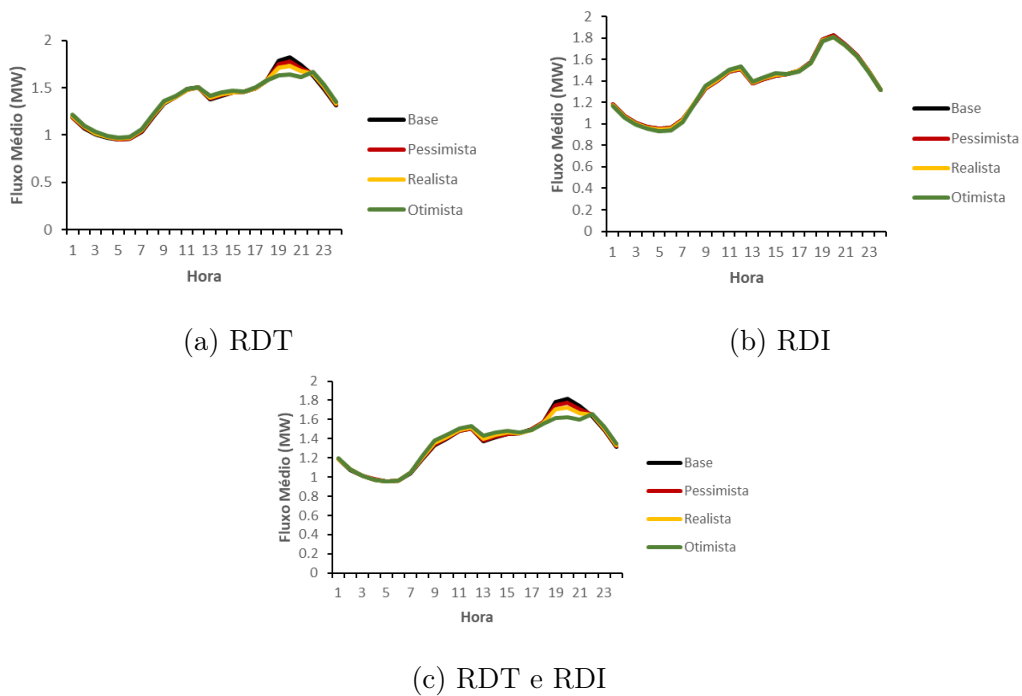


Figura 4.23: Custos operativos com penetração de RD para o Cenário Base.

Além das simulações de penetração de Resposta da Demanda no Cenário Base, essas mesmas simulações foram realizadas para o Cenário GD e para o Cenário Bateria, porém esses cenários não apresentaram diferenças significativas em relação ao Cenário Base. A rede elétrica utilizada foi simplificada, fazendo com que a geração distribuída não estivesse próxima à demanda e não sendo possível observar os efeitos no fluxo médio na ponta.

Com isso, percebe-se que, para os três cenários de referência, a operação do mecanismo de RDT apresentou uma maior redução do fluxo médio no pico e a operação conjunta é similar ao primeiro mecanismo, devido ao seu maior impacto nos horários de maior demanda, reduzindo em até 10% o fluxo médio no horário. A tabela 4.9 apresenta as reduções do fluxo médio de ponta em relação aos Cenário Base para todas as simulações realizadas.

Tabela 4.9: Redução do fluxo médio de ponta (%) em relação ao Cenário Base.

Cenário	Penetração	Base	GD	Bateria
Referência	-	-	0.05	0.05
RDT	Pessimista	■ 2.51	■ 2.56	■ 2.55
RDT	Realista	■ 4.68	■ 4.73	■ 4.73
RDT	Otimista	■ 8.45	■ 8.45	■ 9.75
RDI	Pessimista	0.00	0.06	0.05
RDI	Realista	0.50	0.57	0.55
RDI	Otimista	0.83	1.07	0.97
RDT+RDI	Pessimista	■ 2.51	■ 2.57	■ 2.55
RDT+RDI	Realista	■ 5.08	■ 5.24	■ 5.23
RDT+RDI	Otimista	■ 9.05	■ 8.96	■ 10.65

Perdas de energia

Por fim, o DSO.jl gera como resultado da operação as perdas médias dos circuitos para cada hora e com isso é possível calcular as perdas totais.

Para os três cenários de referência, ilustrados na figura 4.24, observa-se que as perdas horárias são iguais. Como explicado para os resultados de fluxo médio, isso acontece devido a modelagem realizada, uma vez que a rede utilizada é simplificada, a geração distribuída está conectada nas subestações da distribuidora. Além disso, por ter sido utilizado o método do “nó fictício” explicado no Apêndice A, os circuitos da alta tensão da distribuidora não possuem resistência e, conseqüentemente, não podem ser calculadas as perdas desses circuitos.

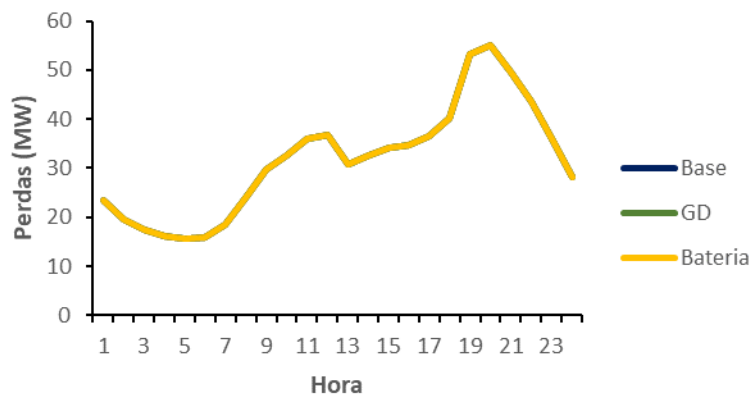


Figura 4.24: Perdas de energia nos circuitos da rede de distribuição para os três cenários de referência.

A partir dessa informação, a alocação de RD nos cenários GD e Bateria apresenta os mesmos resultados do Cenário Base, então apenas esse último será analisado. A figura 4.25a ilustra as perdas totais do mecanismo de RDT, apresentando uma maior redução das perdas na ponta. No caso da RDI (figura 4.25b), nota-se uma redução maior para os valores totais, porém uma menor diminuição da ponta. Ao utilizar ambos os mecanismos em conjunto, observa-se uma combinação dos efeitos nas perdas totais dos circuitos, sendo o maior ganho ocorrido nos horários de pico do sistema, como ilustrado na figura 4.25c. Apesar de as perdas totais serem mais importantes do que em um momento específico, reduzir as pontas no horário de ponta significa otimizar o custo total da operação, pois o custo de energia é mais elevado no horário de pico.

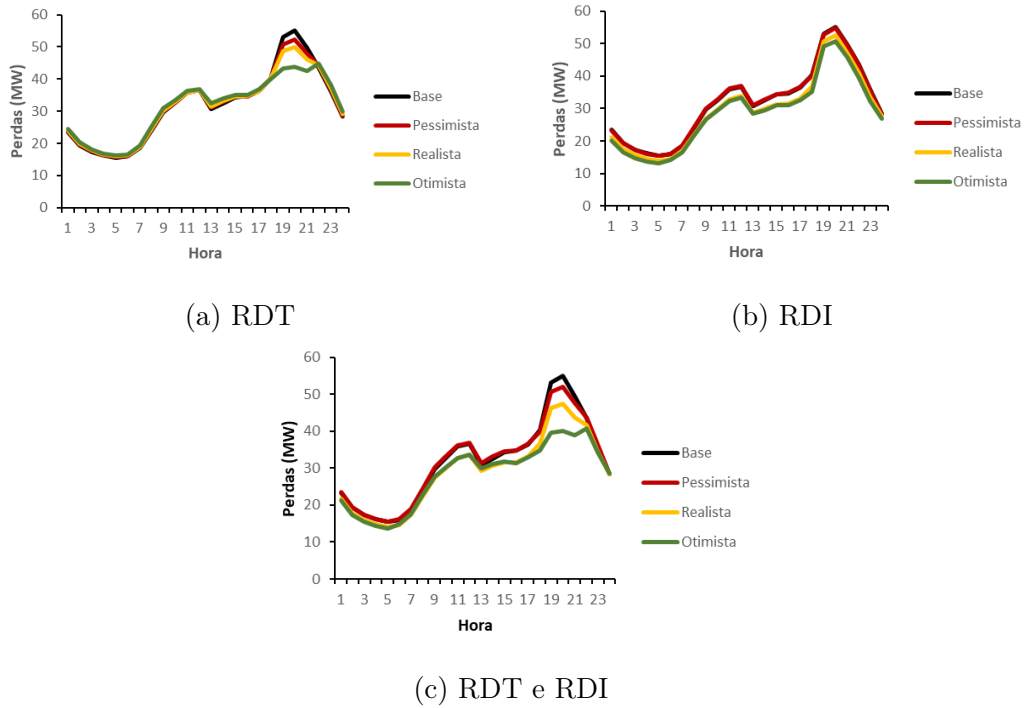














Figura 4.25: Perdas de energia nos circuitos com penetração de RD para o Cenário Base.

Como explicado, essas mesmas simulações foram realizadas para o Cenário GD e para o Cenário Bateria, porém essas situações não apresentaram diferenças em relação ao Cenário Base. Com isso, percebe-se que a operação conjunta dos dois mecanismos de resposta da demanda consegue combinar os benefícios de ambos, diminuindo em até 10% as perdas totais do sistema. A tabela 4.10 apresenta as reduções das perdas totais em relação aos Cenário Base para todas as simulações realizadas.

Tabela 4.10: Redução das perdas totais (%) em relação ao Cenário Base.

Cenário	Penetração	Base	GD	Bateria
Referência	-	-	0.00	0.00
RDT	Pessimista	0.30	0.30	0.30
RDT	Realista	0.55	0.55	0.55
RDT	Otimista	1.10	1.10	1.10
RDI	Pessimista	0.01	0.01	0.01
RDI	Realista	 7.40	 7.41	 7.41
RDI	Otimista	 9.79	 9.81	 9.81
RDT+RDI	Pessimista	0.31	0.31	0.31
RDT+RDI	Realista	 7.94	 7.95	 7.95
RDT+RDI	Otimista	 10.81	 10.81	 10.84

Capítulo 5

Considerações finais

5.1 Conclusões

A demanda por energia elétrica tem aumentado significativamente e é crucial que o sistema elétrico se desenvolva para atender a essa necessidade com segurança. Além disso, os recursos energéticos distribuídos têm ganhado grande destaque nos sistemas elétricos devido à inovação tecnológica e a busca por um sistema com menor emissão de gases poluentes. Nesse contexto, a resposta da demanda pode desempenhar um papel fundamental na modernização do setor, permitindo que mais usuários possam participar ativamente do mercado de energia.

Neste trabalho foram apresentados os diversos tipos de resposta da demanda mencionados na literatura, assim como os mecanismos empregados no Brasil, e foi proposta uma metodologia para analisar os impactos desse recurso na operação de redes de distribuição. Para isso, foram realizadas simulações de dois mecanismos em um sistema teste e em uma distribuidora real. Com base nos resultados das simulações, foi constatado que a resposta da demanda tem um impacto positivo crescente na medida em que sua penetração é maior e em que outras tecnologias como geração distribuída e baterias estão disponíveis na operação, porém esses impactos não são exatamente os mesmos para diferentes mecanismos.

A análise dos resultados comprovou que, a Resposta da Demanda por Tarifa utilizando a tarifa binômica, por apresentar um sinal para que os consumidores reduzam sua demanda máxima, apresenta melhores resultados nos horários de ponta, reduzindo os valores máximos da demanda de energia e do fluxo dos circuitos. A redução da demanda no horário de ponta pode trazer benefícios significativos tanto para a operação quanto para o planejamento do sistema elétrico, uma vez que a elevação da carga no horário de ponta pode requerer uma operação mais complexa em termos de estabilidade e suprimento da demanda. Portanto, é um mecanismo importante para o planejamento do sistema elétrico, uma vez que este deve sempre estar dis-

ponível para atender os momentos de pico. Como apresentado no Capítulo 2, esses benefícios tem como consequência a postergação de investimentos na construção de usinas para atender à demanda nos horários de pico do sistema e de investimentos em redes elétricas para lidar com a sobrecarga dos circuitos nesses períodos.

Ao analisar os resultados da penetração da Resposta da Demanda por Incentivo, por ser um mecanismo em que a distribuidora visa minimizar os custos da sua operação, observou-se melhores resultados em relação aos custos operativos e perdas elétricas. Portanto é um mecanismo importante para a operação das distribuidoras, mas que exige maiores investimentos com sistemas de medição e controle. A redução dos custos operativos pode gerar reduções de tarifas ou aumento na margem de lucro das distribuidoras, contudo, deve-se levar em consideração que os custos de implantação desses mecanismos de resposta da demanda não foram avaliados neste trabalho e essa redução poderia servir para custeá-los, de forma a aproveitar-se dos outros benefícios. Além disso, a redução das perdas elétricas pode ter um efeito positivo na comercialização de energia, uma vez que reduz a necessidade de adquirir mais energia e, conseqüentemente, incentiva a eficiência.

No geral, ao aplicar esses mecanismos em conjunto foi observada a combinação dos efeitos de ambos, indicando uma situação ideal para a operação e o planejamento do sistema elétrico. Além disso, para os cenários em que há a inserção de geração distribuída e baterias, foi observada uma sinergia com os efeitos desses REDs, indicando que a resposta da demanda tem potencial de melhorar a operação do sistema mesmo em cenários em que já existem outras tecnologias. Contudo, no caso da distribuidora real, devido aos métodos de simplificação apresentados no Apêndice A, é necessária uma análise mais detalhada da alocação da geração distribuída e das baterias para a correta avaliação dos efeitos sobre o fluxo dos circuitos e das perdas elétricas, que será sugerida como possível trabalho futuro.

Portanto, a resposta da demanda mostrou-se relevante para a operação da rede de distribuição, mas é importante que se continue estudando a capacidade dos consumidores de modificar seus hábitos e os custos de investimento para a implementação desses mecanismos. Somente graças ao comportamento dos consumidores é possível obter o bom desempenho do sistema elétrico, porém nem todos possuem a capacidade de modificar seus hábitos de consumo, evitando os picos de demanda. Além disso, há outros fatores que impactam financeiramente as distribuidoras e devem ser levados em consideração, como a adoção de medidores inteligentes. Embora esses instrumentos possibilitem ao consumidor e à distribuidora obter informações precisas sobre o consumo e monitorar o comportamento da carga, eles envolvem custos adicionais, como a instalação de plataformas, redes e infraestrutura de software.

5.2 Trabalhos futuros

Em continuação ao que foi estudado neste trabalho, algumas sugestões para futuros projetos incluem:

- Explorar a alocação dos recursos energéticos distribuídos para avaliar o aspecto locacional;
- Avaliar o impacto elétrico da resposta da demanda na distribuição através de um estudo de fluxo de potência trifásico, de forma a capturar outros benefícios, como controle de tensão e balanceamento da rede;
- Avaliar a capacidade de adoção dos consumidores aos mecanismos apresentados;
- Estimar os custos de investimento desses mecanismos para realizar uma análise de custo-benefício;
- Avaliar outros mecanismos de resposta da demanda;
- Integrar veículos elétricos nas análises à medida que esse recurso ganha mais escala e notoriedade.

Referências Bibliográficas

- [1] ONU. “World Population Prospects”, 2022.
- [2] AIE. “World Energy Outlook”, 2022.
- [3] KONZEN, G. *Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass*. Tese de Mestrado, Universidade de São Paulo, 2014.
- [4] ONU. “The Paris Agreement”, 2015.
- [5] EPE. “Balanço Energético Nacional”, 2022.
- [6] EPE. “Plano Decenal de Expansão de Energia 2032”, 2023.
- [7] NARUTO, D. T. “Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída e Estudo de Caso de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica”, *Projeto de Graduação da Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 2017.
- [8] ALVES, M. N. *Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia em redes de distribuição com elevada penetração de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída*. Tese de Mestrado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2020.
- [9] MULLER, G. M. *Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro*. Tese de Doutorado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.
- [10] ABRADÉE. “Visão geral do setor”. <https://www.abradee.org.br/sector-eletrico/visao-geral-do-setor/>.
- [11] STEPHANT, M. *Optimisation de l’autoconsommation dans une communauté énergétique locale via une blockchain*. Tese de Doutorado, HESAM Université, 2021.
- [12] CORREA, C. S. “Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição Utilizando Múltiplos Cenários de Geração

com Discretização Intra-horária”, *Projeto de Graduação da Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 2020.

- [13] ALONSO, L. L. S. “Avaliação do impacto de diferentes alocações da geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição detalhadas”, *Projeto de Graduação da Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 2020.
- [14] EPE. “Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético”, 2018.
- [15] MIT. “Utility of the Future”, 2016.
- [16] EPE. “Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético”, 2019.
- [17] SENRA, P. M. A. *Modelos de negócio inclusivos para recursos energéticos distribuídos*. Tese de Doutorado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.
- [18] ALBADI, M. H., EL-SAADANY, E. F. “Demand Response in Electricity Market: An Overview”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–5, 2007.
- [19] GUIMARAES, J. A. *Estudo de um Modelo de Resposta à Demanda pela Ótica de uma Distribuidora de Energia Elétrica no Brasil*. Tese de Mestrado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.
- [20] SIEBERT, L. C. *Sistema de otimização de resposta à demanda para redes elétricas*. Tese de Mestrado, Universidade Federal do Paraná, 2013.
- [21] FERRAZ, B. M. P. *Programa de resposta à demanda baseado em preços aplicado a consumidores de baixa tensão*. Tese de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2016.
- [22] GOULLART, J. A. G. *Efeitos de Programas de Resposta à Demanda e da Microgeração nas Redes de Distribuição*. Tese de Mestrado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.
- [23] SANTOS, R. B. S. *Estudo da Representação da Resposta da Demanda na Programação Diária da Operação e seus Impactos na Otimização do Despacho e Custos de Operação*. Tese de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, 2021.

- [24] LEVY, B. N. *Influência de Programas de Resposta da Demanda na Rede de Distribuição*. Tese de Mestrado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.
- [25] GESEL. “O Estado da Arte da Resposta da Demanda no Brasil”, 2021.
- [26] ANEEL. “Resolução Normativa N^o 456/2000”. 2000.
- [27] VIANA, M. S. *Análise da resposta da demanda e da geração distribuída fotovoltaica como recursos para o planejamento energético*. Tese de Mestrado, Universidade de São Paulo, 2018.
- [28] ANEEL. “Resolução Normativa N^o 792/2017”. 2017.
- [29] ANEEL. “Portaria Normativa n^o 22/GM/MME/2021”. 2021.
- [30] ANEEL. “Resolução Normativa N^o 1.040/2022”. 2022.
- [31] STOLLA, B., BUECHLERB, E., HALEA, E. “The value of demand response in Florida”, *The Electricity Journal*, v. 30, pp. 57–64, 2017.
- [32] PSR, COELHO, J. “P&D Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica”, 2019.
- [33] PSR. “P&D Distribuidora do Futuro”, 2021.
- [34] EDP-SP. “Relatório Técnico de Caracterização da Carga para levantamento das curvas típicas do processo de Revisão Tarifária Periódica de 2019”, 2018.
- [35] RGE. “Relatório técnico de Caracterização da Carga para levantamento das curvas típicas do 4^o Ciclo de revisão tarifária”, 2017.
- [36] PSR, SIGLASUL, FALCÃO, D. M. “Relatório Final.” *Sistemas Energéticos do Futuro III*, abr. 2022.
- [37] SANTOS, P. E. S. *Tarifas de energia elétrica: estrutura tarifária*. 1 ed. Rio de Janeiro, Interciência, 2011.
- [38] PSR, ENERGIA, M. D. “Consolidação da proposta de aprimoramento ao marco regulatório da distribuição e análises qualitativa e quantitativa”, *P&D Novos modelos regulatórios de remuneração para as distribuidoras do futuro: acomodando os recursos energéticos distribuídos*, mar. 2022.
- [39] PEREIRA, M., PINTO, L. “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning”, *Mathematical Programming*, v. 52, pp. 359–375, 1991.

- [40] DOWSON, O. “SDDP.jl Documentation”. <https://odow.github.io/SDDP.jl/stable/>.
- [41] SCHNEIDER, K. P. “Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. PP, n. 99, pp. 1–1, 2017.

Apêndice A

Metodologia de simplificação de redes de distribuição

Para realizar uma análise locacional na rede de distribuição em um problema de programação linear, o trabalho [36] sugere um método de equivalente da rede de distribuição de média e baixa tensão. A figura A.1 apresenta de forma esquemática essa abordagem para uma rede fictícia, onde as barras de fronteira com a Rede Básica são indicadas com o símbolo ■.

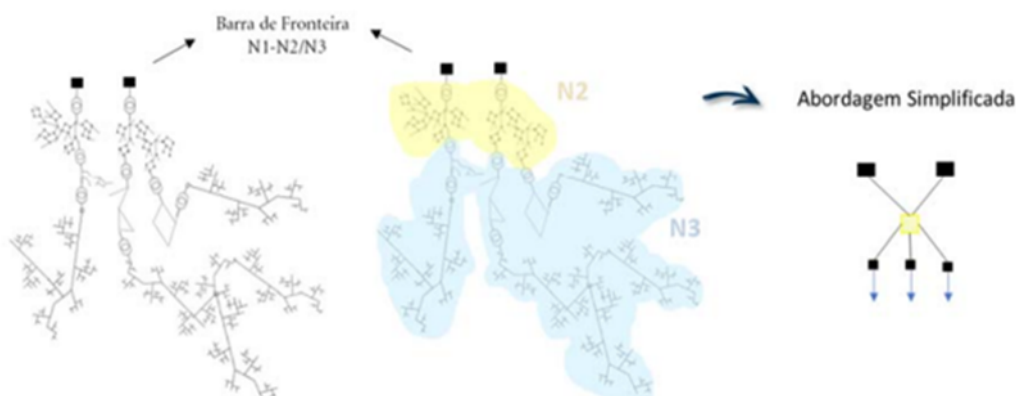


Figura A.1: Abordagem simplificada para uma rede de distribuição hipotética [36].

A representação da rede elétrica no nível N3 inclui a rede primária e secundária de distribuição, que é caracterizada como desequilibrada e, idealmente requer a utilização de fluxo de potência trifásico. Além disso, ao avaliar a média e a baixa tensão, há uma grande quantidade de dados e informações a serem tratados, incluindo informações de consumo e elementos da rede de distribuição, como alimentadores e transformadores. No entanto, o estudo propõe uma abordagem simplificada e equivalente para os alimentadores, a fim de reduzir a quantidade de dados que precisam ser tratados.

O objetivo da abordagem simplificada com o uso de alimentadores equivalentes é

representar os alimentadores reais das distribuidoras de forma simplificada. Apesar disso, o número total de alimentadores representados permanece o mesmo. Para obter os alimentadores equivalentes, é necessário alocar os consumidores nas barras e determinar os parâmetros de rede dos alimentadores reduzidos. Esse processo é ilustrado na figura A.2.

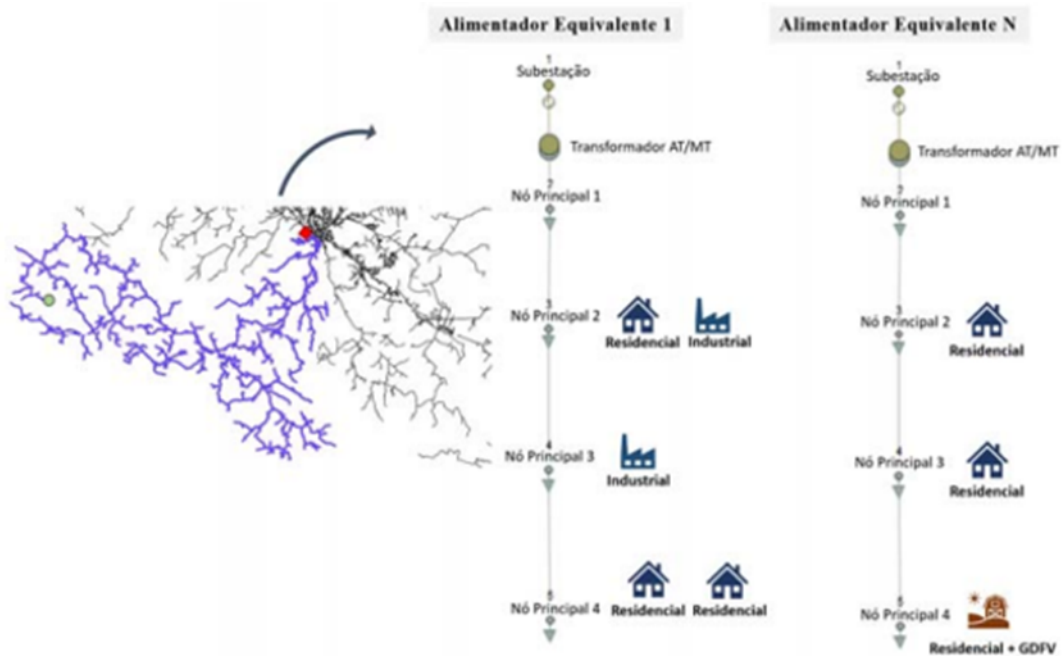


Figura A.2: Proposta de representação de alimentadores equivalentes - rede MT/BT da distribuidora [36].

Apêndice B

Metodologia do PSR DS

Extraído do manual do programa PSR DS.

2 METODOLOGIA

Metodologia

Índices

$t = 1, \dots, T$: indexa os períodos do horizonte do estudo (tipicamente meses)

$k = 1, \dots, K$: indexa os perfis de dias típicos de demanda para cada período

$\tau = 1, \dots, 24$: indexa as horas de cada perfil de dia típico de demanda

$p = 1, \dots, P$: indexa os patamares da tarifa por capacidade

Conjuntos

σ_p : conjunto que possui todas as triplas (τ, k, t) pertencentes ao patamar p

Variáveis de decisão

$d_{\tau kt}$: demanda ajustada na hora τ , perfil k , período t (kW)

$d_{E,\tau kt}$: demanda ajustada por energia na hora τ , perfil k , período t (kWh)

$cap_{t,p}$: capacidade contratada no patamar p do período t , assumida como a carga máxima nas horas de σ_p associadas ao período t (kW-mês)

z_{GD} : decisão de investimento em GD (kW)

$e_{\tau kt}$: produção real da GD da hora τ , perfil k , período t (kW)

z_B : decisão de investimento em bateria (kWh)

$v_{\tau kt}$ nível de armazenamento da bateria na hora τ , perfil k , período t (kWh)

$\delta_{\tau kt}^\uparrow$: carregamento da bateria na hora τ , perfil k , período t (kW)

$\delta_{\tau kt}^\downarrow$: geração da bateria na hora τ , perfil k , período t (kW)

Parâmetros

$\hat{d}_{\tau kt}^0$: demanda de referência na hora τ do perfil k do período t (kW)

$\bar{d}_{\tau kt}$: máxima demanda na hora τ do perfil k do período t (kW)

$\underline{d}_{\tau kt}$: mínima demanda na hora τ do perfil k do período t (kW)

r_{faixa} : fração relativa da demanda total da faixa com relação à demanda total dos consumidores (p.u.)

\hat{w}_{kt} : número de dias do período t correspondente ao perfil típico k

$\hat{\varphi}_{\tau t}$: tarifa de energia proposta para a hora τ do período t (R\$/kWh)

$p_{cap,t,p}$: tarifa por capacidade proposta para o patamar p no período t (R\$/kW-mês)

f_t : tarifa fixa proposta para o período t (R\$/consumidor)

$f_{GD,t}$: tarifa por capacidade instalada de GD proposta para o período t (R\$/kW)

n_{cons} : número de consumidores na faixa de consumo da subestação

\hat{I}_B : custo de investimento anualizado unitário de bateria (R\$/kWh)

η^\uparrow : fator de eficiência de carregamento da bateria (p.u.)

η^\downarrow : fator de eficiência de descarregamento da bateria (p.u.)

\bar{v} : nível de armazenamento máximo da bateria (p.u.)

\underline{v} : nível de armazenamento mínimo da bateria (p.u.)

$\bar{\delta}^\uparrow$: fluxo de carregamento unitário máximo da bateria (%/hora)

$\bar{\delta}^\downarrow$: fluxo de geração máximo unitário da bateria (%/hora)

\bar{z}_{GD} : máximo investimento conjunto em GD para todos os consumidores (kW)

\hat{I}_{GD} : custo de investimento anualizado unitário de GD (R\$/kW)

$c_{OeM,GD}$: custo de O&M anualizado unitário de GD (R\$/kW)

$z_{max,GD}$: máxima penetração percentual de GD por faixa com relação à demanda por energia no ano (%)

$z_{min,GD}$: mínima penetração percentual de GD por faixa com relação à demanda por energia no ano (%)

\hat{g}_τ : produção unitária típica de GD na hora τ (p.u.)

\hat{G} : soma da produção unitária de GD ao longo do horizonte de estudo (p.u.)

D_{tot} : demanda total por energia o horizonte de estudo (kWh)

Modelo

Função objetivo:

$$\begin{aligned} & \text{Min } (\hat{I}_{GD} + c_{OeM,GD}) \times z_{GD} + \hat{I}_B \times z_B + f_t \times n_{cons} \\ & + \sum_t \left[\sum_k \hat{w}_{kt} \left[\sum_\tau \hat{\phi}_{\tau t} \times d_{E,\tau kt} \right] + \sum_p p_{cap,t,p} \times cap_{t,p} + z_{GD} \times f_{GD,t} \right] \end{aligned}$$

a) Restrição de investimento máximo absoluto em GD:

$$z_{GD} \leq \bar{z}_{GD} \times r_{faixa}$$

- b) Restrições de investimento máximo e mínimo relativo em GD, como percentual da demanda total no horizonte de estudo:

$$z_{GD} \leq \frac{z_{max,GD}}{100} \times \frac{D_{tot}}{\hat{G}}$$

$$z_{GD} \geq \frac{z_{min,GD}}{100} \times \frac{D_{tot}}{\hat{G}}$$

- c) Restrição de geração máxima de GD:

$$e_{\tau kt} \leq \hat{g}_{\tau} \times z_{GD} \quad \forall \tau, k, t$$

- d) Restrições de balanço de armazenamento da bateria:

$$v_{\tau+1,kt} = v_{\tau kt} + \eta^{\uparrow} \times \delta_{\tau kt}^{\uparrow} - \delta_{\tau kt}^{\downarrow} / \eta^{\downarrow} \quad \forall \tau, k, t$$

$$v_{25,kt} = v_{1,kt} \quad \forall k, t$$

- e) Restrições de armazenamento mínimo e máximo da bateria:

$$v_{\tau kt} \leq \bar{v} \times z_B \quad \forall \tau, k, t$$

$$v_{\tau kt} \geq \underline{v} \times z_B \quad \forall \tau, k, t$$

- f) Restrições de carregamento e descarregamento máximos da bateria:

$$\eta^{\uparrow} \times \delta_{\tau kt}^{\uparrow} \leq \bar{\delta}^{\uparrow} \times z_B \quad \forall \tau, k, t$$

$$\delta_{\tau kt}^{\downarrow} / \eta^{\downarrow} \leq \bar{\delta}^{\downarrow} \times z_B \quad \forall \tau, k, t$$

- g) Restrição de balanço de demanda:

$$\sum_{\tau} d_{\tau kt} = \sum_{\tau} \hat{d}_{\tau kt}^0 - \sum_{\tau} e_{\tau kt} - \sum_{\tau} [\delta_{\tau kt}^{\downarrow} - \delta_{\tau kt}^{\uparrow}] \quad \forall k, t$$

- h) Restrições de consumo mínimo e máximo:

$$d_{\tau kt} + e_{\tau kt} + \delta_{\tau kt}^{\downarrow} - \delta_{\tau kt}^{\uparrow} \geq \underline{d}_{\tau kt} \quad \forall \tau, k, t$$

$$d_{\tau kt} + e_{\tau kt} + \delta_{\tau kt}^{\downarrow} - \delta_{\tau kt}^{\uparrow} \leq \bar{d}_{\tau kt} \quad \forall \tau, k, t$$

- i) Restrição de definição de capacidade instalada:

$$cap_{t,p} \geq d_{\tau kt} \quad \forall (\tau, k, t) \in \sigma_p$$

- j) Conversão de potência para energia:

$$d_{E,\tau kt} = \frac{d_{\tau kt} + d_{\tau+1kt}}{2} \quad \forall \tau, k, t$$

$$d_{25kt} = d_{1kt} \quad \forall k, t$$

Informações adicionais sobre a metodologia e funcionalidades adicionais do modelo podem ser encontradas no anexo.

6 ANEXO

6.1 Cálculo dos preços anualizados \hat{I}_{GD} e \hat{I}_B

Para considerar que o consumidor usufruirá do seu investimento em GD e bateria por um período maior do que o horizonte do estudo, estes custos devem ser anualizados. Sejam:

I_{GD} : custo de investimento unitário não-anualizado de GD (R\$/kW)

I_B : custo de investimento unitário não-anualizado de bateria (R\$/kWh)

T_{GD} : vida útil de GD (anos)

T_B : vida útil de bateria (anos)

j : taxa de juros (%)

Os custos anualizados \hat{I}_{GD} e \hat{I}_B são obtidos através da resolução das equações:

$$I_{GD} = \sum_{t=1}^{T_{GD}} \frac{\hat{I}_{GD}}{(1+j)^t}$$

$$I_B = \sum_{t=1}^{T_B} \frac{\hat{I}_B}{(1+j)^t}$$

A mesma lógica é aplicada para obtenção do custo anualizado de operação e manutenção de GD $c_{OeM,GD}$. No entanto, o valor a ser anualizado é o definido em “Custo de OeM GD” trazido a valor presente a partir do “Ano de OeM”, ambos definidos na tela de parâmetros.

6.2 Cálculo dos limites $\bar{d}_{\tau kt}$ e $\underline{d}_{\tau kt}$

Os limites mínimo e máximo de variação da demanda a cada hora $\bar{d}_{\tau kt}$ e $\underline{d}_{\tau kt}$ podem ser calculados para cada faixa de consumo com base em uma comparação entre limites físicos e limites calculados a partir da elasticidade da demanda. Sejam:

α_k : elasticidade da demanda à tarifa no perfil k

$d_{\tau kt}^i$: demanda ideal na hora τ do perfil k do período t , considerando a elasticidade da demanda (kWh)

$\hat{\varphi}_{\tau t}^0$: tarifa de energia de referência na hora τ do período t (R\$/kWh)

\bar{d}_k : demanda máxima física no perfil k , calculada como o “Fator de demanda máxima” definido na tela de parâmetros multiplicado pela maior demanda do horizonte de estudo para o perfil k (kWh)

\underline{d}_k : demanda mínima física no perfil k , calculada como o “Fator de demanda mínima” definido na tela de parâmetros multiplicado pela menor demanda do horizonte de estudo para o perfil k (kWh)

Suponha que a resposta da demanda ao preço em cada hora é dada pela seguinte elasticidade:

$$d_{\tau kt}^i = \hat{d}_{\tau kt}^0 \times \left(\frac{\hat{\varphi}_{\tau t}}{\hat{\varphi}_{\tau t}^0} \right)^{-\alpha_k}$$

Em outras palavras, $d_{\tau kt}^i$ é o consumo que o agente “gostaria” de ter, se sua tarifa fosse $\hat{\varphi}_{\tau t}$. No entanto, há duas restrições físicas a este consumo. Por um lado, o mínimo físico \underline{d}_k se dá pelo consumo dos aparelhos que não podem ser desligados, como geladeiras. Já o máximo físico \overline{d}_k se dá pelo consumo de todos os aparelhos ligados simultaneamente (ou equivalentemente, a potência contratada). Dessa forma, há três situações possíveis:

1. Quando $d_{\tau kt}^i > \hat{d}_{\tau kt}^0$, a demanda mínima física é tida como a demanda mínima e a demanda máxima é atualizada com base na comparação entre demanda ideal e máximo físico:

$$\overline{d}_{\tau kt} = d_{\tau kt}^i - \text{Max} \{0, d_{\tau kt}^i - \overline{d}_k\}$$

$$\underline{d}_{\tau kt} = \underline{d}_k$$

2. Quando $d_{\tau kt}^i > \hat{d}_{\tau kt}^0$, a demanda máxima física é tida como a demanda máxima e a demanda mínima é atualizada com base na comparação entre demanda ideal e mínimo físico:

$$\overline{d}_{\tau kt} = \overline{d}_k$$

$$\underline{d}_{\tau kt} = \underline{d}_k + \text{Max} \{0, d_{\tau kt}^i - \underline{d}_k\}$$

3. Quando $d_{\tau kt}^i = \hat{d}_{\tau kt}^0$, caso em que as tarifas são idênticas ou a elasticidade é nula, demanda mínima e máxima são tomadas como a demanda de referência:

$$\overline{d}_{\tau kt} = \hat{d}_{\tau kt}^0$$

$$\underline{d}_{\tau kt} = \hat{d}_{\tau kt}^0$$

6.3 Cálculo do payback para GD e bateria

O payback para a decisão de investimento obtida no problema de otimização pode ser calculado através da comparação do custo de investimento em GD e bateria com o custo evitado em compra de energia da distribuidora através desta decisão. Para o cálculo do custo evitado, deve-se otimizar novamente o problema sem a opção de investimento em GD ou bateria e obter a diferença entre os custos pagos à distribuidora nas duas situações. Assume-se que a economia obtida para o ano base se manterá nos anos futuros. Assim, definimos:

I_{GD} : custo de investimento unitário não-anualizado de GD (R\$/kW)

I_B : custo de investimento unitário não-anualizado de bateria (R\$/kWh)

$C_{OeM,GD}$: custo de O&M unitário anualizado de GD (R\$/kW)

z_{GD}^* : decisão ótima de investimento em GD (kW)

z_B^* : decisão ótima de investimento em bateria (kWh)

c_{dist}^* : decisão ótima de gasto com a distribuidora (R\$)

$c_{dist,0}^*$: decisão ótima de gasto com a distribuidora no problema sem investimento em GD e bateria (R\$)

Matematicamente, o payback, em anos, é obtido através da resolução da equação:

$$payback = \frac{I_{GD} \times z_{GD}^* + I_B \times z_B^*}{(c_{dist}^* - c_{dist,0}^*) - c_{OeM,GD} \times z_{GD}^*}$$

6.4 Modelagem de net metering

Para considerar que o consumidor pode “vender” sua produção excedente de GD hora a hora para a distribuidora, o problema de otimização para cada faixa sofre as seguintes alterações:

1. Criação da variável não-negativa $net_{GD,\tau kt}$, que representa a produção da GD, em kWh, utilizada para net metering na hora τ , perfil k , período t pelo consumidor. Essa variável é definida hora a hora como a diferença entre a capacidade de geração da GD instalada e a produção real de GD.

$$net_{GD,\tau kt} = \hat{g}_{\tau kt} \times z_{GD} - e_{\tau kt} \quad \forall \tau, k, t$$

2. Acréscimo na função objetivo do termo correspondente ao ganho do consumidor com net metering, definido hora a hora como a quantidade de energia utilizada para net metering vezes o valor de “venda” $\hat{\varphi}_{net,\tau t}$, em R\$/kWh. Esse termo entra na função objetivo com sinal negativo, posto que é um problema de minimização de custos.

$$- \sum_t \left[\sum_k \hat{w}_{kt} \left[\sum_\tau \hat{\varphi}_{net,\tau t} \times net_{GD,\tau kt} \right] \right]$$

Para considerar esta funcionalidade, deve-se marcar “sim” na opção “Considera Net Metering” na tela de parâmetros. Por default, a tarifa de net metering $\hat{\varphi}_{net,\tau t}$ é considerada semelhante à tarifa de energia proposta $\hat{\varphi}_{\tau t}$. Pode-se também definir uma tarifa específica para net metering, marcando “sim” na opção “Tarifa variável de net metering” e utilizando o arquivo Tarifa-Net.csv.

6.5 Modelagem de penalidades para variações na demanda ajustada

Em muitos casos, pela natureza do problema de otimização a ser resolvido, podem existir múltiplas soluções. Com o objetivo de evitar degenerescências e obter uma solução mais próxima da realidade, pode-se escolher entre dois tipos de penalidades a serem aplicadas na função objetivo. São elas:

1. Penalização de variações da demanda ajustada entre duas horas consecutivas de um determinado dia típico, dada pelo conjunto de restrições:

$$pen_{\tau kt} \geq |d_{\tau+1kt} - d_{\tau kt}| \quad \forall \tau, k, t$$

2. Penalização de variações da demanda ajustada com relação à demanda de referência, dada pelo conjunto de restrições:

$$pen_{\tau kt} \geq |\hat{d}_{\tau kt}^0 - d_{\tau kt}| \quad \forall \tau, k, t$$

Em ambos os casos, é adicionado um termo de penalidade à função objetivo, consistindo na soma dos valores de penalidades para toda hora τ , todo perfil k e todo período t multiplicada por um fator de penalização f_{pen} .

$$+ f_{pen} * \sum_{\tau,k,t} pen_{\tau kt}$$

Para considerar esta funcionalidade, deve-se definir um valor não-nulo para o “Fator de penalização de variação de demanda” e definir o “Tipo de comparação de penalidade” como 1 ou 2. Ambas opções estão presentes na tela de parâmetros.

Apêndice C

Metodologia do DSO.jl

Extraído do manual do programa DSO.jl.

2 Theory

The theoretical section covers briefly the mathematical basis of the solution approach. It first introduces the multistage stochastic problem as the type of problem that best represents the actual operation of a power system. Then, it describes the stochastic dual dynamic programming as the best approach to solving the multistage stochastic problem.

Since the package SDDP.jl is being used as the main implementation of SDDP, one should refer to its official documentation [1] for a deeper theoretical description and implementation details. In addition, the work of [4] is highly recommended for an even better understanding of SDDP.

2.1 The Multistage Stochastic Problem

A multistage stochastic problem seeks optimal decision rules for each stage that minimizes the expected future cost $\mathbb{E}[V_t]$ under uncertainty. At each stage, uncertain events ω occur and optimal control decisions u must be taken in response. However, the optimal solution can not come simply from a sequence of control decisions in a stochastic environment, but rather from a set of stagewise decision rules x .

In mathematical terms, the MSP problem can be described as:

$$\min_{t \in \tau} \{V_0(x_0, \omega)\} \quad (1)$$

where

$$V_t(x, \omega) = \min C_t(x, u, \omega) + \mathbb{E}_{\omega \in \Omega_j} [V_{t+1}(x', \omega')] \quad (2)$$

subjected to $x' = \mathbb{F}(x, \omega)$ and $u \in U_i(x, \omega)$.

Notice that 2 is essentially a nested structure of time-dependent minimization problems. In other words, an optimal decision at time t is made considering its estimated impact the future. On a cost-wise perspective, 2 minimizes an operational cost $C_t(x, u, \omega)$ and the expected future cost $\mathbb{E}[V_{t+1}(x', \omega')]$.

2.2 The Stochastic Dual Dynamic Programming

The Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) is an iterative method to solve a MSP, capable of dealing with very large problems, such as the economic dispatch of a power system. The methodology divides the full MSP into stagewise subproblems (smaller convex problems) and approximates the expected future cost $\mathbb{E}[V]$ by a function Θ . The stagewise problem of SDDP can be formulated as:

$$V_t(x, \omega) = \min_{x, u, \Theta} C_t(\bar{x}, u, \omega) + \Theta_t \quad (3)$$

$$\text{s.t.} \quad (4)$$

$$x' = \mathbb{F}(x, \omega) \quad (5)$$

$$u \in U_i(x, \omega) \quad (6)$$

$$\Theta_t \geq \alpha_t^n + \sum \beta_t^n x'_t \quad n \in N \quad (7)$$

Notice that the future cost estimation Θ is bounded by 7, which represents the future cost function in terms of cuts obtained from different iterations $n \in N$ of the method.

The solution procedure can be divided into two major steps: policy training and simulation. Firstly, SDDP applies forward and backward passes to train its operative policy. The forward pass solves a sequence of stagewise problems, considering sampled scenarios of uncertainty, and the backward pass calculates the cuts 7 to estimate Θ . Once the policy is trained, SDDP runs a forward pass to simulate the operation, considering future costs from the calculated future cost function.

As mentioned previously, refer to the official documentation SDDP.jl [1] for more details on theory and implementation.

3 Distribution System Operation

3.1 System Components

3.1.1 Electrical Network

Two basic elements compose the electrical network representation: a *bus* and a *circuit*. A *bus* usually represents substations in the electric grid, linked by *circuits*, which could represent power lines, transformers, capacitors, and other electrical equipment. Through the circuits, the energy flows between buses, allowing generation to attend energy demand.

Two control variables are required for the network representation, θ_i as the substation angle at bus i and f_k as the amount of energy flowing through circuit k . Physically, f_k is a function of the difference in angles between the connected buses and the electrical parameters of the circuit, such as its resistance r_k and reactance x_k .

3.1.2 Energy Interchange

This component represents the capabilities of energy interchange with the upper grid, both in terms of importing and exporting energy.

The control variables h_i^+ and h_i^- define the amount of energy being imported (+) and exported (-) by the system to the upper grid. The energy interchange is technically limited by H_i^+ and H_i^- , and evaluated at the objective function by the costs $c_i^{h^+}$ and revenues $c_i^{h^-}$.

3.1.3 Renewable Power Plants

This component represents the power plants that are non-dispatchable energy sources and have variable generation profiles.

The generation of each renewable plant is modeled through multiple dispatch scenarios for each plant. Thus, a random variable $r_{j,t}^s$ defines the generation of plant j at stage t and scenario s .

3.1.4 Thermal Power Plants

This component represents the thermal power plants, which are dispatched centralized.

The control variable $g_{j,t}$ defines the generation of plant j at a given stage t . This generation is limited by the technical capacity of the plant \overline{G}_j , and by minimum generation constraints \underline{G}_j .

3.1.5 Battery Devices

This component represents storage devices, such as a batteries, capable of transferring energy through time.

The storage level of a battery j at a given stage t is defined as a state variable $e_{t,j}$. The storage level changes according to charging and discharging decisions, where $b_{t,j}^-$ and $b_{t,j}^+$ are the referring control variables. Operation is naturally limited by battery capacity in terms of storage E_j , and power P_j^- and P_j^+ . Furthermore, efficiency parameters η_j^- and η_j^+ must also be considered for a better representation of this device.

3.1.6 Energy Demand

This component represents the amount of energy demanded by the system at a given stage. On real power systems, energy demand varies through space (different buses) and time and must be attended by generation capacity at all times.

The energy demand at a bus i at a given stage t is defined by the parameter $d_{i,j}$.

3.1.7 Energy Demand Response

This component represents the system's flexibility to reallocate energy throughout the operation, respecting shifting limits and the total load of each day.

The reallocated demand at a bus i at a given stage t is defined as a control variable $dr_{t,i}$. Since total load must not change, and auxiliary state variable $DR_{t,i}$ is set to track the total attended demand up to the evaluated stage. Furthermore, the stagewise shift in energy demand is limited upwards and downwards by a factor λ_i .

3.2 Problem Formulation

3.2.1 Battery Operational Constraints

The battery operation is described by three constraints, referring to a power capacity, a storage capacity and time-dependent energy balance. The first, limits charging and discharging according to maximum power capacity. The second, limits the amount of energy stored in the battery device according to its technical constraints. Finally, the last defines that the next state a battery storage level is defined by its current state, and charging or discharging decisions.

At each stage, the maximum charge and discharge of a battery is given by:

$$b_j^- \leq P_j^- \quad \forall j \in B \quad (8)$$

$$b_j^+ \leq P_j^+ \quad \forall j \in B \quad (9)$$

and the maximum storage a battery is given by:

$$e_{t,j} \leq E_j \quad \forall j \in B \quad (10)$$

and, finally, the time-dependant energy balance of a battery is given by:

$$e_{j,t} = e_{j,t-1} + b_j^- \eta_j^- - b_j^+ \quad \forall j \in B \quad (11)$$

3.2.2 Thermal Plant Operational Constraints

The constraints describing a thermal plant operation refer to their maximum and minimum capacity in power production.

At each stage, this constraint is given by:

$$g_j \leq \overline{G}_j \quad \forall j \in G \quad (12)$$

$$g_j \geq \underline{G}_j \quad \forall j \in G \quad (13)$$

3.2.3 Energy Interchange Constraints

The energy interchange constraints refer to the maximum import and export capacities of the system.

At each stage, the constraints are defined as:

$$h_i^+ \leq H_i^+ \quad \forall i \in H \quad (14)$$

$$h_i^- \leq H_i^- \quad \forall i \in H \quad (15)$$

3.2.4 Network Constraints

The network constraints establish how energy should flow through the grid, according to electrical parameters of each circuit, such as reactance, resistance, and nominal capacity.

At each stage, the circuit flow limits are defined as:

$$f_k \leq +\bar{F}_k \quad \forall k \in K \quad (16)$$

$$f_k \geq -\bar{F}_k \quad \forall k \in K \quad (17)$$

and the Second Kirchhoff law is given by:

$$f_k = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_k} \quad \forall k \in K, \quad (i, j) \in I(k) \quad (18)$$

where $I(k)$ in 18 is a function that maps the origin and destination buses $(i, j) \in I$ associated with circuit k .

3.2.5 Demand Response Constraints

The demand response operation is described by two sets of constraints, referring to load shift limits and total load equality. The first limits how much the energy demand can increase or decrease, according to a factor. The second guarantees that the total amount of energy consumed is the same, independent of changes in load profile.

At each stage, the limits for demand shift are defined as:

$$dr_{j,t} \leq d_{j,t}(1 + \lambda_j) \quad \forall j \in D \quad (19)$$

$$dr_{j,t} \geq d_{j,t}(1 - \lambda_j) \quad \forall j \in D \quad (20)$$

and the total demand equality is given by:

$$DR_{j,t} = DR_{j,t-1} + dr_{j,t} \quad \forall j \in D \quad (21)$$

$$DR_{j,T} = \sum d_{j,t} \quad \forall j \in D \quad (22)$$

where 21 is a time-dependent constraint that accumulates the reallocated demand over the stages.

3.2.6 Nodal Energy Balance Constraint

Essentially, this constraint ensures that all of the energy arriving and being injected at a given bus is consumed and leaves the same bus. From a network perspective, if this constraint is valid for all buses, the energy balance of the entire system is ensured.

At each stage, the nodal energy balance is given by:

$$\sum_{j \in G(i)} g_j + \sum_{j \in R(i)} r_j^s + h_i^+ + \sum_{j \in B(i)} b_i^+ \eta_i^+ + \sum_{k \in K^+(i)} f_k = dr_i + h_i^- + \sum_{j \in B(i)} b_i^- + \sum_{k \in K^-(i)} f_k \quad \forall i \in I \quad \forall s \in \Omega_t \quad (23)$$

where $K^+(i)$ and $K^-(i)$ are functions to map all circuits k arriving and leaving at bus i .

3.2.7 Stagewise Objective Function

The stagewise objective function is composed of two groups of costs: operative cost and future cost. The operative costs come from dispatching thermal generation and interchange importing, where exporting energy is modeled as a negative cost, thus representing an actual revenue. The future cost, in addition, is defined by Θ_t and sums up to the objective function.

At each stage, objective function can be described by:

$$\sum_{j \in G} c_j^g g_j + \sum_{i \in I} c_i^{h^+} h_i^+ - \sum_{i \in I} c_i^{h^-} h_i^- + \Theta_t \quad (24)$$