UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

CAIO MONTEIRO LEOCÁDIO

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO CONSIDERANDO OS IMPACTOS DAS FONTES RENOVÁVEIS E DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NA CARGA LÍQUIDA

NITERÓI-RJ
2020

CAIO MONTEIRO LEOCÁDIO
MATRÍCULA: M054.118.002

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO CONSIDERANDO OS IMPACTOS DAS FONTES RENOVÁVEIS E DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NA CARGA LÍQUIDA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.
Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Vitor Hugo Ferreira, D. Sc.

NITERÓI-RJ
2020

XXXX Leocádio, Caio Monteiro.

Planejamento da Expansão Considerando os Impactos das Fontes Renováveis e dos Recursos Energéticos Distribuídos na Carga Líquida / Caio Monteiro Leocádio. – Niterói, RJ: [s.n.], 2020.

XX f.

Orientador: Vitor Hugo Ferreira.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações) - Universidade Federal Fluminense, 2020.

Planejamento da expansão. 2. Otimização estocástica. 3. Recursos Energéticos Distribuídos. 4. Fontes Renováveis. 5. Carga Líquida. I. Título.

CDD XXX.XXX

CAIO MONTEIRO LEOCÁDIO

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO CONSIDERANDO OS IMPACTOS DAS FONTES RENOVÁVEIS E DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NA CARGA LÍQUIDA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.
Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovado em de de 2020.

BANCA EXAMINADORA

_____

Prof. Vitor Hugo Ferreira, D. Sc.
Universidade Federal Fluminense

_____

Prof. Bruno Soares Moreira César Borba, D.Sc.
Universidade Federal Fluminense

_____

Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

_____

Prof. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, D. Sc.
Universidade Federal do Maranhão

NITERÓI-RJ
2020

À minha família e amigos.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela proteção, pela saúde, pela sabedoria que me proporcionou e pelas oportunidades criadas.

Aos meus pais Antonio Marcos e Marcia, por terem me dado as melhores condições para que eu pudesse crescer bem e me preparar para a vida e por me apoiarem em todos os momentos, respeitando as minhas escolhas e aconselhando quando é preciso.

A minha esposa Tamara, pelo apoio incondicional, amor, motivação, paciência, companheirismo e por tornar o meu dia a dia muito feliz.

A minha irmã Camila, pela confiança e carinho prestados em todos os momentos.

A minha família, que inclui tios, sobrinho, sogros, cunhados e todas as pessoas próximas que me acompanharam por toda a minha jornada.

A todos os meus amigos, que nos momentos alegres e difíceis, sempre estiveram do meu lado e incentivando minhas escolhas.

Aos amigos e colegas da EPE, pelo incentivo e pela oportunidade de me proporcionarem um aprendizado diário no ambiente de trabalho.

Ao Professor Vitor Hugo, pela orientação, paciência, amizade e confiança depositada.

RESUMO

Durante anos, o sistema elétrico brasileiro foi predominantemente hidrotérmico, onde a principal incerteza associada ao problema de planejamento da operação e expansão do sistema estava relacionada às afluências mensais, que afetavam diretamente a produção e controle do estoque de água das usinas hidrelétricas. Em função disso, a representação da geração de energia em escala mensal pelos modelos computacionais utilizados no planejamento da operação e expansão do sistema brasileiro se mostrava suficiente para garantir o atendimento da demanda de energia e dos demais requisitos do sistema. Entretanto, com o aumento da participação das fontes renováveis não controláveis na matriz energética brasileira, bem como a crescente disponibilidade dos recursos energéticos distribuídos, novos desafios foram introduzidos no planejamento da expansão. Esse trabalho apresenta um modelo matemático para o planejamento da expansão da geração considerando, além de cenários probabilísticos de afluências, diferentes perfis de geração das fontes não controláveis, incluindo geração eólica, solar e geração distribuída fotovoltaica, que impactam diretamente na carga líquida horária de cada subsistema. A partir de diferentes cenários de carga líquida é possível identificar quais são os projetos e tecnologias candidatas, incluindo desde fontes renováveis e termelétricas convencionais até tecnologias de armazenamento e resposta da demanda, que forneçam a solução de expansão ótima para o atendimento da demanda de energia, tanto em termos de energia, quanto de capacidade e flexibilidade.

Palavras chave: Planejamento da Expansão da Geração, Fontes Renováveis, Recursos Energéticos Distribuídos, Carga Líquida, Otimização Estocástica.

ABSTRACT

For many years, the Brazilian electrical system was predominantly hydrothermal, where the main uncertainty associated with the problem of the power system operation and expansion planning is related to the monthly inflows, which directly affect the energy production and water supply control of hydroelectric plants. As a result, the representation of monthly energy generation by the computational models used in the Brazilian power system operation planning was enough to guarantee the energy demand supply. However, with the increase in the share of non-controllable renewable sources in the Brazilian energy matrix, as well as the increasing availability of distributed energy resources, new challenges were introduced in expansion planning. There is a need to develop methodologies, consistent with long-term studies that allow an adequate evaluation of the future matrix, given the new characteristics of the energy supply. This work presents a mathematical model for the integrated generation and transmission expansion planning considering, in addition to probabilistic water inflows scenarios, different generation profiles of the non-controllable resources, including wind, solar generation and distributed generation, that directly affect the hourly net load of each subsystem. From different net load scenarios, it is possible to identify the candidate projects and technologies, from renewable and thermoelectric sources to storage and demand response technologies, which provide the optimal expansion solution to meet energy demand, both in terms of capacity and in terms of operational flexibility.

Keywords: Power System Expansion Planning, Renewable Energy, Distributed Energy Resources, Hourly Net Demand, Stochastic Optimization.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO 13
1.1. Produção Científica 16
1.2. Organização do Trabalho 17
2. O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS 18
2.1. Planejamento da Expansão da Geração 18
2.2. Formulação do Problema 21
2.3. Tratamento das Incertezas 24
2.4. Métodos de Otimização 25
2.5. Planejamento da Expansão no Contexto Brasileiro 27
3. AS FONTES RENOVÁVEIS E OS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS 33
3.1. Fontes Renováveis 33
3.2. Recursos Energéticos Distribuídos 42
3.3. A inserção das FR e dos RES no Planejamento da Expansão da Geração 50
4. MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO COM AVALIAÇÃO HORÁRIA 56
4.1. Representação das Incertezas 57
4.1.1 Cenários de Afluências 58
4.1.2 Representação das Curvas de Carga Líquida 59
4.2. Função Objetivo do Problema 61
4.3. Restrições do Problema 63
4.3.1 Representação das Tecnologias Candidatas à Expansão 63
4.3.2 Atendimento à Demanda Mensal 63
4.3.3 Hidroelétricas 64
4.3.4 Termelétricas 65
4.3.5 Fontes Renováveis 65
4.3.6 Transmissão de Energia 65
4.3.7 Atendimento à Demanda Horária 66
4.3.8 Recursos Energéticos Distribuídos 67
5. AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS E DISCUSSÕES 68
5.1. Características Gerais do Sistema 71
5.2. Definição dos Perfis Típicos de Carga e Geração 73
5.3. Características das Tecnologias Candidatas 74
5.4. Estudos de Caso 75

5.4.1 Características das Simulações 75
5.4.2 Resultados e Discussões 76
6. CONCLUSÃO 86
6.1. Conclusões 86
6.2. Trabalhos Futuros 87
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 89
ANEXO I 93

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Capacidade Instalada no SIN no final de maio de 2019 (EPE, 2019) 14
Figura 2 - Parque híbrido: usinas eólicas e usinas solares 33
Figura 3 - Parque eólico no Nordeste brasileiro 35
Figura 4 - Potencial eólico e distribuição de parques eólicos em operação no Brasil (Tolmasquim, 2016) 36
Figura 5 - Exemplo de usina solar fotovoltaica (esquerda) e heliotérmica (direita) 38
Figura 6 - Mapa de irradiação solar global no plano inclinado (Tolmasquim, 2016) 39
Figura 7 - Energia contratada no ACR e potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço (EPE, 2019) 41
Figura 8 - Sistemas elétricos: presente e futuro (NYISO, 2017) 43
Figura 9 - Geração distribuída simbolizada pelos painéis solares nos telhados 44
Figura 10 – Possível impacto da resposta da demanda na curva de carga diária (IEA, 2017) . 46
Figura 11 - Uso da bateria associada à geração distribuída 48
Figura 12 - Postos de recarga de veículos elétricos 49
Figura 13 – Árvore de cenários para simulação 57
Figura 14 – Formação dos cenários de 12 anos a partir das séries históricas 58
Figura 15 – Clusterização a partir da distribuição das ENAs das séries históricas de vazão afluente 59
Figura 16 - Fluxograma para definição dos perfis típicos 60
Figura 17 - Fluxograma do algoritmo do modelo MPEAH implementado em Julia 71
Figura 18 - Conexões entre subsistemas do SIN 72
Figura 19 - Perfis Típicos: Subsistema Nordeste e Subsistema Sudeste/C. Oeste 73
Figura 20 - Comparação dos custos totais dos casos simulados 77
Figura 21 – Expansão de Capacidade Instalada por fonte 78
Figura 22 - Participação percentual das fontes na expansão do sistema 79
Figura 23 - Participação das fontes no atendimento à demanda mensal 81
Figura 24 - Atendimento a Demanda Horária - Janeiro 81
Figura 25 - Atendimento a Demanda Horária - Maio 82
Figura 26 - Exemplo de Excesso de Energia - Setembro 84
Figura 27 - Contribuição potencial das renováveis e dos REDs 85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais modelos de PEG do setor elétrico brasileiro 32
Tabela 2 - Configuração do sistema existente 72
Tabela 3 - Tecnologias Candidatas à expansão 74
Tabela 4 - Fator de capacidade das fontes renováveis candidatas à expansão 74
Tabela 5 - Custos de investimento de ampliação de interligações 75
Tabela 6 - Comparação do tamanho dos casos 76
Tabela 7 - Resultados das simulações 77

1. INTRODUÇÃO

Durante muitos anos, a matriz elétrica brasileira mostrou-se predominantemente hidrotérmica, composta em grande parte por grandes usinas hidrelétricas de grande porte (UHE) e termelétricas (UTE), cuja função principal era a de garantir a complementariedade energética do sistema nos períodos secos, auxiliando na manutenção de níveis estáveis nos reservatórios de água. As usinas hidrelétricas sempre cumpriam o papel de fornecer os principais requisitos operativos do sistema, tais como energia, para o suprimento energético; capacidade, para o atendimento à demanda de ponta do sistema; e flexibilidade, de forma a garantir uma resposta rápida às variações entre oferta e demanda. A existência de grandes reservatórios de regularização e a significativa capacidade de armazenamento, aliadas às características operativas das unidades geradoras das UHE, permitiam que, ao fornecerem energia, essas usinas apresentassem baixos custos incrementais para prestar os demais serviços. Com isso, além de proporcionar ao consumidor preços módicos na energia, essa configuração da matriz ocasionava poucos riscos de desabastecimento e a garantia de que as hidrelétricas resolveriam quase todos os problemas demandados pelo sistema.

Entretanto, nos últimos anos, mudanças têm ocorrido na composição da matriz de geração brasileira, notadamente associadas à menor participação hidrelétrica na oferta do Sistema Interligado Nacional (SIN), levando à perda relativa dessa capacidade de regularização. Um dos motivos associados a esse fato é que poucas usinas desse tipo foram construídas nos últimos anos, quando comparado, por exemplo, às décadas de 70 e 80. As poucas hidrelétricas que tiveram sua operação iniciada recentemente ou que aparecem como candidatas à expansão no Plano Decenal de Energia 2029 (EPE, 2019) possuem pequenos reservatórios ou são do tipo fio d'água, que leva à perda relativa de regularização ao longo dos anos e reduzem a capacidade de gestão sobre os recursos hídricos para atender aos requisitos operativos do sistema. Ainda que possam trazer benefícios sistêmicos, a construção dessas usinas enfrenta grandes dificuldades do ponto de vista socioambiental, pois podem ocasionar desmatamentos, perda da biodiversidade e o deslocamento de milhares de pessoas e os prejuízos econômicos causados a elas. Além disso, os cenários de mudanças climáticas preveem a diminuição da oferta de água e, consequentemente, da geração de energia hidroelétrica. (EcoDebate, s.d.)

Também merece destaque a grande penetração das fontes renováveis não despacháveis, principalmente as fontes eólica e solar. Neste contexto de mudanças no panorama

mundial de geração elétrica, que enxerga nessas fontes renováveis uma opção menos poluente e mais sustentável em longo prazo, o Brasil possui grande vantagem competitiva. Segundo a (EPE, 2019), atualmente mais de 86% do parque gerador brasileiro é de fontes renováveis, onde as hidrelétricas ainda possuem grande destaque, como mostra a Figura 1. O maior desafio é atender à crescente demanda por eletricidade ao mesmo tempo em que é mantida a matriz majoritariamente renovável (Gandelman D. A., 2015). Por outro lado, essas fontes possuem um regime de geração não despachável e significativa variação no curto prazo, trazendo desafios ao sistema no que diz respeito à garantia de suprimento de energia na falta dessas fontes.

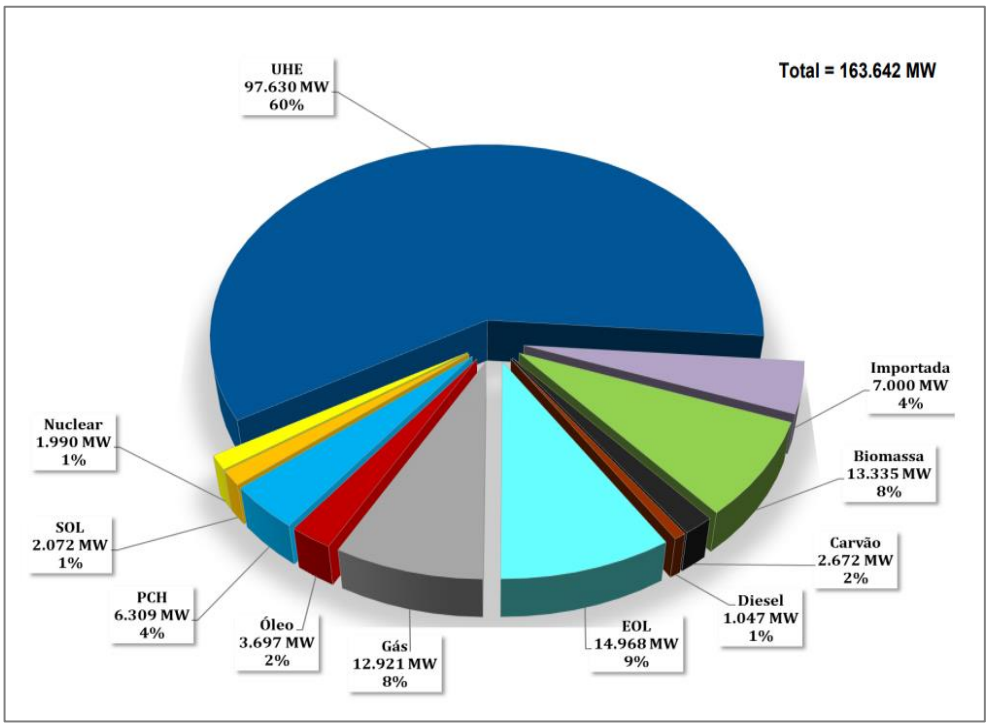


Figura 1 - Capacidade Instalada no SIN no final de maio de 2019 (EPE, 2019)

Além das fontes de geração renováveis, os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) têm apresentado potencial disruptivo no setor energético mundial. Os REDs podem ser 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*). As discussões sobre como permitir o melhor aproveitamento dos serviços providos por estes recursos têm sido crescentes entre planejadores, operadores, reguladores, indústria, e outros agentes. É importante destacar que o pleno aproveitamento de benefícios sistêmicos que os REDs podem agregar está associado ao desenho de mecanismos capazes de valorizar economicamente estes benefícios

(EPE, 2018). Na perspectiva do Planejamento da Expansão da Geração (PEG), a inserção dos REDs implica em maior incerteza sobre a demanda de energia e a matriz de energia futura. Adicionalmente, o caráter distribuído também exige maior interface do planejamento da geração e transmissão com as redes de distribuição, o que exige diversos avanços ferramentais e metodológicos (EPE, 2018).

Na literatura relacionada ao PEG, alguns trabalhos recentes passaram a tratar os desafios que a entrada das fontes renováveis vem causando aos grandes sistemas elétricos de potência (SEPs). Esses estudos propõem formas de se avaliar, em escalas temporais menores, os impactos das decisões de expansão na operação futura. Adicionalmente, pesquisas realizadas sobre o comportamento dos SEPs quanto a inserção das tecnologias de armazenamento, redes inteligentes e mecanismos de resposta da demanda vêm contribuindo para o avanço nas discussões sobre os REDs e apresentando diferentes maneiras de modelagem dessas tecnologias.

Apesar da literatura recente indicar diversas pesquisas e inovações aplicadas à área de Planejamento da Expansão da Geração, percebe-se ainda que a expansão que o PEG apresenta atualmente nos principais modelos utilizados no setor elétrico brasileiro está relacionada aos conceitos de energia e capacidade e ainda não incorpora os requisitos do sistema para acompanhar as variações de curto prazo da curva de carga, como por exemplo em escala horária. Essas variações estão associadas principalmente aos requisitos de flexibilidade, ou seja, à possibilidade de o sistema gerenciar de forma confiável e econômica a variabilidade e a incerteza da oferta e da demanda em todas as escalas de tempo relevantes. Com o aumento da penetração das Fontes Não Despacháveis (FNDs) e dos recursos energéticos distribuídos, a flexibilidade de curto prazo torna-se altamente relevante para a integração efetiva dessas fontes.

Os modelos computacionais utilizados oficialmente no setor elétrico brasileiro para o planejamento da expansão, tais como o Modelo de Decisão de Investimentos (EPE, 2017), trabalham com discretização temporal mensal e representam a curva de carga em patamares. Além disso, a geração das fontes renováveis não despacháveis é representada de forma simplificada, com abatimento na demanda de energia mensal. Tal representação não permite uma correta valoração dos benefícios e impactos causados por essas fontes e pelos recursos energéticos distribuídos.

Nesse contexto, o objetivo principal deste trabalho é apresentar um modelo matemático para o planejamento da expansão da geração considerando, além de cenários probabilísticos de afluências, diferentes perfis de geração das fontes não despacháveis,

incluindo geração eólica, solar e geração distribuída fotovoltaica, que impactam diretamente na carga líquida (CL) horária de cada subsistema. Nesta modelagem são incluídos como candidatos a expansão alguns dos principais recursos energéticos distribuídos, tais como as tecnologias de armazenamento (baterias e veículos elétricos), geração distribuída (solar fotovoltaica) e resposta da demanda. Com isso, busca-se obter a expansão ótima do sistema que permita minimizar o custo total de investimento e operação do sistema, inclusive na escala horária, buscando aproximar o planejado da operação real do sistema. Além disso, a partir da avaliação horária, é possível destacar os efeitos que os REDs causam na carga líquida.

1.1. Produção Científica

Durante a etapa de desenvolvimento desta dissertação de mestrado, foram elaboradas as seguintes publicações, nas áreas de planejamento da expansão da geração e programação estocástica:

- C. M. Leocadio, V. H. Ferreira, “Expansion Planning Considering the Impacts of Renewables and Distributed Energy Resources in Net Load”, in 2020 Simpósio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE), Santo André, 2020, p. 1–6

  O trabalho apresentou um modelo matemático para o planejamento de expansão da geração, considerando, além dos cenários probabilísticos de vazões, diferentes perfis de geração de recursos não controláveis, que impactam a carga líquida horária. Os resultados mostram como as fontes renováveis e os recursos energéticos distribuídos podem trazer benefícios e desafios para o sistema, desde que sejam modelados corretamente no problema de planejamento da expansão da geração.

- C. M. Leocadio, C. S. G. Richa, M. Z. Fortes, V. H. Ferreira, B. H. Dias, “Economic Evaluation of a CHP Biomass Plant Using Stochastic Dual Dynamic Programming”, in ELECTRICAL ENGINEERING, artigo aceito para publicação, 2020

  Neste trabalho é apresentado um modelo multiobjetivo de otimização estocástica utilizando técnicas de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), o qual busca maximizar o valor esperado da receita líquida de um empreendimento de cogeração, indicando ainda a potência instalada adequada à disponibilidade de combustível e às necessidades da planta, considerando diferentes cenários de preço de energia no mercado *spot*. Os resultados da avaliação indicam qual a melhor configuração para uma

usina de cogeração, considerando a possibilidade de se obter receita com a venda de energia, permitindo ainda uma fácil comparação do custo de diferentes alternativas para tomada de decisão do ponto de vista do investidor.

1.2. Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado em cinco capítulos, onde o Capítulo I trouxe uma breve introdução sobre o contexto atual onde o planejamento da expansão da geração está inserido, destacando as mudanças ocorridas nos últimos anos e os desafios e inovações apresentadas para os anos que virão.

O Capítulo II trata de uma revisão da literatura sobre o Planejamento da Expansão da Geração. Definem-se as características principais e a formulação do problema, comenta-se sobre as práticas do planejamento da expansão nos contextos brasileiro e mundial. Realiza-se uma breve abordagem sobre o tratamento de incertezas associadas a este tipo de problema. Por fim, são revistos os métodos de otimização usualmente aplicados, bem como os modelos de planejamento utilizados no Brasil.

O Capítulo III apresenta as Fontes Renováveis de Energia e os Recursos Energéticos Distribuídos, seus conceitos básicos, benefícios, impactos, a sua inserção no planejamento da expansão da geração e os principais elementos que contextualizam a modelagem implementada neste estudo.

No Capítulo IV é apresentada a Descrição da Metodologia Proposta para o planejamento da expansão da geração com avaliação horária, considerando as Fontes Renováveis de Energia e os Recursos Energéticos Distribuídos, onde constam a representação das incertezas, formulação da função objetivo e definição das restrições do problema associadas a cada fonte existente e projetos candidatos à expansão, tanto no que diz respeito à operação mensal quanto à operação em base horária.

O Capítulo V demonstra os resultados gerados pelo modelo matemáticos de otimização utilizando a metodologia proposta no Capítulo IV. São definidos quatro estudos de caso para avaliação dos impactos dos RED no sistema. Os resultados obtidos em cada estudo s são comparados entre si e com os métodos convencionais utilizados atualmente no setor, de forma a demonstrar as diferenças e os benéficos dessa representação.

O Capítulo VI traz as conclusões obtidas a partir da metodologia desenvolvida e dos resultados apresentados, bem como apresenta propostas para trabalhos futuros.

2. O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

2.1. Planejamento da Expansão da Geração

O problema do Planejamento da Expansão da Geração (PEG) é basicamente o exercício de calcular a capacidade de geração necessária para satisfazer a demanda de energia por um período, considerando uma oferta de tecnologias disponíveis. A solução do problema do PEG permite que os planejadores tomem uma decisão sobre os tipos de tecnologia de geração, tamanho, localização e tempo de construção, levando em conta as restrições baseadas em diferentes questões técnico-econômicas (Sadeghi, Rashidinejad, & Abdollahi, 2017). Como o atendimento à demanda por energia elétrica é um problema que envolve muitos aspectos dos sistemas elétricos, este precisa considerar uma série de fatores técnicos, operacionais, temporais e econômicos. Alguns desses fatores englobam o crescimento da demanda ao longo do tempo, o descomissionamento de usinas após o fim da sua vida útil e os avanços em novas tecnologias, que tornam necessário expandir a atual capacidade de geração para manter o equilíbrio entre a oferta e demanda de energia elétrica (Liu Y. M., 2016). Além disso, é importante ressaltar que o fato do fornecimento de energia exigir recursos de geração suficientes para esse fim, esse exercício deve ser feito antecipadamente e em um horizonte de longo prazo, pois a construção dos ativos de geração (usinas) envolve investimentos intensivos em capital, levam um tempo considerável para serem estruturadas e tendem a ser duradouras.

Em boa parte do mundo, até final dos anos 80 e início dos anos 90, a energia elétrica era fornecida em grande parte por grandes empresas estatais verticalizadas, que englobavam os seguimentos de geração, transmissão e distribuição de energia. Essas empresas usavam o PEG para determinar a combinação necessária de capacidade de geração, ou seja, tipo e tamanho das usinas que precisam ser construídas, para fornecer energia aos seus clientes. Neste modelo, as empresas de energia verticalmente integradas fazem investimentos e recuperam seus custos através de um processo conhecido como regulação do custo de serviço. Ou seja, os reguladores estabelecem a tarifa de energia a ser paga pelos clientes cativos para permitir que a concessionária recupere seus custos operacionais e de investimento (Liu Y. M., 2016). Entretanto, esse processo não se mostrava eficiente, pois não havia incentivo para que essas empresas buscassem a minimização dos custos na escolha e construção dos empreendimentos de geração, sendo o planejamento realizado com base em, principalmente, critérios de segurança do suprimento de energia do sistema, levando a sistemas superdimensionados e dispendiosos. Com isso, para introduzir concorrência e uma abertura do mercado, um conjunto

de mudanças foi promulgado para reestruturar os mercados de energia a partir do final da década de 1990, além de iniciar um processo de desverticalização dos setores de energia dos principais países do mundo.

Os modelos computacionais tradicionais de planejamento de investimento em geração e transmissão decidem que tipos de geradores devem ser construídos no futuro para satisfazer a demanda de energia, minimizando os custos ou maximizando o bem-estar social. Geralmente são aplicadas duas abordagens diferentes: uma estrutura centralizada e uma estrutura de mercado. A primeira abordagem resolve o modelo de expansão da capacidade instalada de geração considerando todo o sistema de energia elétrica. A segunda abordagem, baseada na operação do mercado de energia, geralmente aborda o problema na perspectiva dos participantes do mercado, como empresas privadas ou clientes em geral. Essa primeira abordagem é mais interessante para os reguladores do mercado ou planejadores centralizados, enquanto a segunda é para participantes do mercado do setor privado e investidores.

Sob o paradigma verticalmente integrado, o problema do PEG tenta identificar um cronograma de investimentos para as novas unidades de geração, juntamente com sua localização e tecnologia, para atender à demanda projetada ao longo do período de planejamento. Esse planejamento é realizado como um problema de planejamento centralizado para encontrar um plano de minimização de custos. A função objetivo, portanto, é geralmente definida como a soma do custo de investimento para novas unidades adicionadas, operação e manutenção fixas e custos operacionais variáveis para unidades novas e existentes. Nessa estrutura do setor de energia, o problema de PEG pode ser combinado com outros problemas de planejamento de longo prazo, enquanto todas as decisões relevantes de investimento, operacional ou de programação são tomadas por uma autoridade centralizada de tomada de decisão. Redes de transmissão e sistemas de gás natural são as principais partes relacionadas à energia que foram combinadas com sistemas de geração em problemas de planejamento de expansão. Planejamento de expansão de sistemas térmicos, programação de manutenção de unidade, comissionamento de unidades térmicas ou regime de programação de curto prazo relacionados aos modos operacionais cíclicos de usinas térmicas e planejamento de descomissionamento estão incluídos entre os problemas de planejamento que foram incorporados ao PEG até agora (Sadeghi, Rashidinejad, & Abdollahi, 2017).

Ao quebrar a estrutura de monopólio regional da indústria de energia, vários agentes surgiram em diferentes partes e, assim, a estrutura centralizada se converteu em uma descentralizada. Concedidas aos setores privados, as empresas de geração não são responsáveis

por atender à demanda no novo ambiente, mas preparam individualmente seus planos de expansão e operação para participar de um mercado de energia, com o objetivo de maximizar o lucro. A este respeito, os horizontes de planejamento também são encurtados como resultado da falta de retorno garantido do investimento e do advento da interação estratégica e competição entre essas empresas, que têm acesso aberto à rede (Stoft, 2002). Portanto, a concorrência está causando que os agentes enfrentem riscos mais altos, pois eles tentam obter retornos mais rápidos e as decisões individuais de determinados agentes afetam mutuamente os lucros e as decisões de outros participantes do mercado. Como é evidente, as abordagens de modelagem e os critérios de otimização do PEG são completamente alterados sob o ponto de vista da liberalização do mercado. Em tal estrutura, a simulação das interações entre as decisões de investimento dos geradores é necessária para resolver o problema do PEG, conforme descrito em (Pereira & Saraiva, 2010). No entanto, algumas das pesquisas realizadas abordaram o PEG, independentemente do efeito da concorrência no mercado de eletricidade (Botterud & Korpås, 2007). Nessas pesquisas, de fato, outros aspectos do ambiente desregulado, como o impacto das políticas energéticas nas decisões da empresa de geração, foram analisados (Sadeghi, Rashidinejad, & Abdollahi, 2017).

É importante registrar que, após a década de 1990, acompanhando a difusão mundial dos mercados não regulados de energia elétrica, o número de publicações sobre modelos de otimização para este tipo de ambiente cresceu significativamente. Desta forma, os trabalhos mais recentes que tratam da expansão da geração de energia representam o ponto de vista do agente individual. O uso de técnicas relacionadas a ambientes competitivos, como opções reais e teoria dos jogos, tem se destacado (César, 2015).

Alinhado às crescentes preocupações globais quanto ao desenvolvimento sustentável, mudanças climáticas e aquecimento global, o advento de tecnologias de geração renováveis na forma de geração distribuída resultou na alteração dos objetivos e ideias dos pesquisadores nos estudos do PEG mais uma vez. Existem várias opções que podem ser incorporadas no planejamento para a mitigação dos efeitos danosos ao meio ambiente que algumas fontes tradicionais causam. Dentre elas, podemos citar a conservação e eficiência energética, troca de combustíveis fósseis mais poluentes por menos poluentes e uso de tecnologias de captura e armazenamento de carbono para reduzir as emissões de gases causadores do efeito estuda (GEE). Entretanto, a natureza inevitável da crescente demanda por energia faz com que os recursos renováveis sejam aproveitados prioritariamente, sendo considerados como uma estratégia mais executável para lidar com questões de mudanças climáticas no setor de energia.

Portanto, considerar as opções de geração baseadas em fontes renováveis e recursos energéticos distribuídos no problema de planejamento de expansão de geração de energia é visto como essencial.

2.2. Formulação do Problema

O processo de planejamento pode ser definido como uma análise sistemática e ordenada de informações face a objetivos desejados, visando subsidiar a tomada de decisões. No caso do planejamento da expansão de sistemas de geração de energia elétrica, as principais informações a serem tratadas são as características físico-operativas e econômicas das fontes de geração e as previsões de consumo do mercado. As decisões a serem tomadas envolvem a alocação temporal e espacial das capacidades de geração necessárias para atender ao crescimento da demanda ao longo do horizonte de planejamento. A função objetivo é a minimização da soma dos custos de investimento e operação, de forma a assegurar o atendimento do mercado de energia elétrica, dentro de padrões pré-estabelecidos de qualidade (Fortunato, Neto, Albuquerque, & Pereira, 1990). Sendo assim, a determinação do plano ótimo de expansão pode ser formulada de maneira simplificada e linearizada pelo problema de otimização (2.1):

$$
\begin{aligned}
& z = Min\ c'x + d'y \\
& \text{s.a.} \\
& Ax \geq b, \\
& Ex + Fy \geq h, \\
& x \in \{0,1\}, y \in \Re q^{+}
\end{aligned}
\qquad (2.1)
$$

onde, $c \in \Re n$, $d \in \Re q$, *A e b* são matrizes m×n e m×1, respectivamente, *E e F* são matrizes p×n e p×q e h é uma matriz p×1. As variáveis binárias $x \in \{0,1\}$ representam as decisões de investimento, enquanto que a variável continua $y \in \Re q^{+}$está relacionada às decisões de operação. O custo de investimento é dado por *c'x* e as restrições que dizem respeito somente às variáveis de investimento são representadas por $Ax \geq b$. Ademais, o custo de operação é dado por *d'y* e as restrições de operação são representadas por $Ex + Fy \geq h$.

Desde a criação dos sistemas de energia elétrica, os engenheiros obtiveram uma quantidade significativa de experiência no PEG. Conhecido como um dos tipos mais

complicados de problemas de planejamento de sistemas elétricos em função da sua não linearidade, alta dimensionalidade e à natureza discreta das variáveis que indicam o tamanho e a alocação das unidades, o problema do PEG tem sido amplamente investigado através de numerosos estudos. Esses têm apresentado uma ampla gama de objetivos, que vão desde a minimização de custos no regime de monopólio até a maximização do lucro no ambiente reestruturado. Nesse contexto energético que o mundo se encontra, além da reestruturação, o advento das novas tecnologias de geração baseadas em fontes renováveis de energia, paralelamente às questões relacionadas as mudanças climáticas e às políticas energéticas definidas pelos governos, resultou em uma grande revolução nos objetivos, restrições e métodos de análise considerados no problema do planejamento de geração. Alguns dos assuntos ou conceitos que foram recentemente alterados ou apareceram no campo do planejamento de expansão de geração incluem concorrência em mercados de energia, considerações e restrições ambientais, incertezas e confiabilidade, programas de resposta da demanda, armazenamento de energia, políticas energéticas baseadas em fontes renováveis, segurança energética, geração distribuída, redes inteligentes, planejamento integrado geração e transmissão (G+T), sistemas de gás natural, custos variáveis de combustível, programação de operação de termelétricas no curto prazo, armazenamento e captura de CO2 (CCS), dentre outros. (Sadeghi, Rashidinejad, & Abdollahi, 2017).

De maneira geral, o problema de Planejamento da Expansão da Geração pode ser modelado de duas maneiras: modelo de objetivo único e modelo multiobjetivo.

- **Modelo de objetivo único**

Geralmente, em modelos de objetivo único, objetivos diferentes são agrupados em um, onde em alguns casos, outros objetivos são considerados por meio de restrições. Sob tais circunstâncias, um conjunto de soluções alternativas que trocam objetivos diferentes entre si não podem ser obtidas através dessa modelagem. Portanto, os planejadores geralmente definem suas funções objetivo apenas em termos de critérios econômicos, como custo de capital das usinas adicionadas e de novas linhas de transmissão, custo de combustível, valor residual das usinas desativadas e lucro obtido a partir da venda de energia. Por outro lado, critérios como confiabilidade ou níveis de emissão, que podem fazer parte da otimização, são considerados nas restrições que devem ser atendidas. Consequentemente, as aplicações de modelos PEG de objetivo único podem ser classificadas em dois grupos completamente diferentes: aplicações

em sistemas regulados em termos de um problema de minimização de custos e aplicações em ambientes competitivos em termos de um problema de maximização de lucros.

- **Modelo multiobjetivo**

Como inúmeros procedimentos de tomada de decisão no mundo real, no problema do planejamento da expansão da geração, a modelagem de fatores importantes como riscos, confiabilidade, custo de operação, lucro, emissão e assim por diante, como um termo de funções objetivo, pode fornecer um número maior de soluções. A solução do PEG em tal estrutura, denominada otimização por múltiplos critérios, lida com a tarefa de otimizar simultaneamente dois ou mais objetivos conflitantes. Geralmente, os métodos de tomada de decisão com múltiplos critérios (MDMC) usados nos problemas de PEG são divididos em duas metodologias: multiobjetivo e multiatributo. Ambas as técnicas de tomada de decisão têm as características do método MDMC, como objetivos conflitantes e a diferença entre as unidades das variáveis. A principal diferença nas metodologias de MDMC aplicadas aos problemas de PEG está relacionada ao espaço de decisão, pois o espaço de decisão nesses problemas é contínuo e as alternativas não são pré-determinadas. Nesse contexto, modelos de programação matemática linear/não linear multiobjetivo são empregados no processo de tomada de decisão do PEG, no qual várias funções objetivo devem ser integradas e otimizadas, sujeitas a um conjunto de restrições de igualdade e/ou desigualdade. Em contrapartida, o espaço de decisão dos modelos de PEG com vários atributos é discreto e cada alternativa candidata pode ser avaliada usando um conjunto de técnicas analíticas (Unsihuay-Vila, Lima, Souza, & Perez-Arriaga, 2011). Ao avaliar as abordagens de modelagem usadas em diferentes estudos de PEG, pode-se observar que os problemas multiobjetivo de PEG são matematicamente compostos por duas vantagens em comparação com os de objetivo único: identificação de muitas alternativas e fornecer resultados mais detalhados.

Atualmente, os modelos multiobjetivo e multiatributo têm recebido mais atenção no planejamento de sistemas de energia. Como os objetivos importantes no PEG geralmente estão em conflito entre si, não existe uma solução ideal que otimize todas as funções objetivo simultaneamente. Em vez disso, há um conjunto de soluções denominadas soluções ideais de Pareto. Assim, nos problemas de otimização multiobjetivo, encontrar uma solução única é muito difícil, se não impossível, enquanto a otimização de um objetivo pode resultar em um valor inaceitavelmente baixo do(s) outro(s) objetivo(s). Portanto, a necessidade de aplicar

metodologias robustas e flexíveis de análise e otimização resultou no surgimento de uma variedade de métodos MDMC, como as teorias que utilizam multiatributos, como lógica fuzzy, raciocínio baseado em casos, técnica simples de classificação de atributos múltiplos e, processos de hierarquia analítica, bem como versões multiobjetivo que usam métodos de otimização meta-heurística, como otimização multiobjetivo de enxame de partículas (MOPSO) e algoritmo genético de classificação não-dominante (NSGA).

2.3. Tratamento das Incertezas

O modelo de planejamento a longo prazo geralmente é afetado por muitos fatores incertos, como aumentos de demanda, evolução dos preços de combustíveis, requisitos de políticas energéticas e avanços tecnológicos. A programação estocástica, como uma estrutura para modelar problemas de otimização que envolvem incerteza, constitui uma ferramenta útil para esse problema. Esta técnica representa os dados de entrada incertos por meio de um conjunto de diferentes instâncias de dados, conhecidas como cenários, que descrevem a incerteza envolvida (Birge & Louveaux, 2011). O objetivo é encontrar alguma política que seja viável para todos os cenários e maximizar o valor esperado de alguma função das decisões e das variáveis aleatórias. A decomposição de Benders (Benders, 1962) é aplicada de maneira ampla para decompor e resolver problemas de programação estocástica. Métodos de decomposição dual, como Relaxação Lagrangiana e métodos Lagrangianos aumentados, também são comumente usados (Liu, Sioshansi, & Conejo, 2017).

A modelagem determinística tem várias características atraentes: são relativamente mais fáceis de compreender, mais rápidas de se implementar e plausíveis em termos de engenharia, pois asseguram proteção contra os eventos mais desfavoráveis registrados no passado. Assim, um determinado plano de expansão é considerado aceitável se a simulação da operação para a sequência de afluências mais secas ocorridas no passado não leva a racionamento. Por exemplo, se a pior seca ocorrida no passado foi excepcionalmente severa, isto é, se a probabilidade de ocorrência de um evento semelhante for muito pequena, um critério determinístico levaria a uma superestimativa do número de usinas e, portanto, a um desperdício de recursos. Se, por outro lado, houver a probabilidade razoável de ocorrerem secas mais severas do que a pior seca registrada no passado, o plano de expansão resultante terá sido subestimado, e levará a racionamentos frequentes. Por esta razão, o critério determinístico deve ser substituído por critérios probabilísticos, que representam de forma explícita os aspectos estocásticos associados às afluências, variações de carga e falhas nos equipamentos. Com os

métodos probabilísticos, o problema de planejamento passa a ser formulado como a minimização do custo atualizado de investimento mais o valor esperado dos custos de operação sujeito a restrições relativas à confiabilidade do fornecimento de energia (Machado Júnior, 2000).

Dentro do enfoque de uma modelagem de programação matemática determinística, a maneira mais intuitiva de se tratar as incertezas é através de cenários. As diversas possibilidades de incertezas são discretizadas e então se faz o produto cartesiano delas, derivando um determinado número de cenários que serão analisados um a um. Quanto menor o intervalo de discretização, maior o número total de cenários. Quanto mais parâmetros incertos houver, também será maior o número de cenários. Pode-se chegar a um número muito elevado de cenários levando-se a necessidade de usar técnicas de redução (Costa, 2007).

O estabelecimento de critérios probabilísticos foi um passo importante no aperfeiçoamento dos mecanismos de tomada de decisão. Entretanto, há outros possíveis fatores que afetam o processo de decisão da expansão do sistema de geração:

- Demanda Futura;
- Operação do Sistema;
- Custos dos Combustíveis;
- Tempo de Construção das Usinas;
- Taxas de Juros e Restrições Financeiras;
- Comportamento da Economia;
- Restrições Socioeconômicas;
- Restrições Ambientais.

Torna-se necessário introduzir no processo de tomada de decisão um tratamento sistemático e coerente das diversas fontes de incerteza. Esta tarefa é bastante complexa, tanto em termos metodológicos como computacionais. Observe que estas fontes de incerteza são fortemente ligadas a aspectos econômicos, políticos e de organização social (Machado Júnior, 2000).

2.4. Métodos de Otimização

A complexidade de resolver um problema de otimização pode ser originada de vários fatores. A não linearidade de um modelo matemático é tratada como um desses fatores complicadores. Por outro lado, a necessidade de incluir muitas restrições não lineares, bem como variáveis binárias e inteiras, faz com que os problemas de PEG sejam frequentemente

modelados em termos de um problema de programação não linear inteira mista (PNLIM). A esse respeito, por uma questão de simplicidade, os modelos PEG baseados em PNLIM são geralmente convertidos para a forma linear usando algumas aproximações razoáveis (Valinejad & Barforoushi, 2015). Referidos como um problema de otimização combinatória, os modelos de PEG na forma de um problema de programação linear inteira mista (PLIM) podem ser otimizados por diferentes técnicas de otimização convencionais ou metaheurísticas, eficazes em muitos casos (Sadeghi, Rashidinejad, & Abdollahi, 2017).

- **Técnicas de otimização clássica aplicadas ao PEG**

Nesta subseção, são revisados os métodos gerais de otimização baseados em matemática aplicados ao PEG sem entrar em detalhes da análise matemática. Os métodos clássicos de otimização, tais como a programação dinâmica (DP), a programação linear (PL), a PNL, PLIM, programação quadrática (PQ), Método de Dinâmica de Sistemas, branch & bound (B&B) e a decomposição de benders (DB), geralmente tem o potencial de determinar uma solução para funções diferenciáveis e contínuas. A abordagem DB é empregada, por exemplo, para separar o modelo MINLP em um problema mestre baseado em MILP e um subproblema baseado em PL, pois a não linearidade do modelo é derivada da multiplicação de uma variável binária por uma contínua. Como métodos analíticos, as técnicas matemáticas utilizam as abordagens do cálculo diferencial na localização dos pontos ótimos. Até agora, essas foram algumas das principais técnicas de otimização matemática aplicadas aos problemas de PEG.

- **Técnicas de otimização utilizando Meta-Heurísticas aplicadas ao PEG**

Devido à melhoria dos sistemas de computadores nos últimos anos, várias técnicas heurísticas estão sendo aplicadas para resolver problemas de PEG e superar algumas das desvantagens das metodologias clássicas. Com um processo de pesquisa iterativo, os métodos meta-heurísticos exploram exaustivamente o espaço de pesquisa do problema para encontrar soluções quase ótimas usando um mecanismo de governança variado, inspirado em fenômenos naturais, princípios físicos, comportamento social e assim por diante. Assim, a função objetivo, atribuindo um valor a cada ponto encontrado ou solução obtida no espaço de pesquisa, é iterativamente aprimorada nesse processo até que o critério de parada seja atendido.

Os algoritmos de otimização meta-heurísticos são de natureza simples e possuem um

procedimento de implementação fácil. Por outro lado, esses algoritmos não garantem a otimização global da solução retornada (Sirikum, Techanitisawad, & Kachitvichyanukul, 2007). Com relação à literatura disponível, os algoritmos genéticos (AG), sistemas especialistas, otimização de enxame de partículas (PSO), recozimento simulado, otimização de colônia de formigas, algoritmo de busca por harmonia, acasalamento de abelhas, evolução diferencial, sistema imunológico artificial, algoritmo de otimização baseada no ensino-aprendizagem, algoritmo de pesquisa gravitacional, salto de sapo embaralhado, pesquisa dispersa, pesquisa por tabu e programação evolutiva são as principais meta-heurísticas conhecidas e aplicadas à diferentes modelos de PEG linear/não linear (Sadeghi, Rashidinejad, & Abdollahi, 2017).

2.5. Planejamento da Expansão no Contexto Brasileiro

O Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro possui algumas particularidades quando comparado ao planejamento feito em outros países. O problema seria relativamente simples se não existissem as hidroelétricas no sistema. Na classificação de sistemas elétricos quanto a composição da sua matriz de geração, os sistemas podem ser definidos como termoelétricos, hidroelétricos ou hidrotérmicos. O Brasil é classificado como um sistema hidrotérmico pois, apesar de a maioria da geração provir de origem hidrelétrica, é também necessária a geração térmica para atender a demanda, uma vez que a geração hidrelétrica é incerta, dependendo das afluências dos rios (atenuada pelos reservatórios de acumulação). Devido às incertezas intrínsecas do planejamento, não é possível que se tenha garantia absoluta do atendimento da demanda, mas pode-se assegurar um nível de confiabilidade, ou seja, uma garantia que na maioria dos cenários analisados (95% deles, por exemplo) não haverá problemas no fornecimento de energia.

Outra característica importante do sistema hidrotérmico é a incerteza relacionada às afluências futuras. A imprevisibilidade meteorológica implica em incertezas nas afluências dos rios, impedindo uma boa previsão da produção hidroelétrica disponível. Tais incertezas podem ser contornadas pela hipótese de repetição de afluências semelhantes ao registro histórico de vazões. Consequentemente não se pode garantir totalmente o atendimento de uma determinada demanda futura. Adotar critérios muito estritos de garantia de suprimento levaria a uma solução inviável economicamente. Planejar a expansão do sistema implica indicar que novas unidades deverão ser incorporadas ao sistema. Tais unidades podem ser de geração ou transmissão. A seleção de novas unidades está diretamente relacionada ao custo/benefício que elas apresentam.

Do ponto de vista econômico devem entrar em operação primeiramente usinas que apresentem o menor custo incremental de produção de energia (MW). Porém, existem restrições ambientais e sociais que devem ser consideradas. Além do custo de produção, deve-se levar em conta o custo de construção da usina e o custo de transmissão desta energia até o centro consumidor.

Planejar a expansão do sistema engloba duas atividades: expansão do parque gerador e expansão da transmissão. Planejar a operação consiste em minimizar o custo de operação do sistema fixado o parque gerador, respeitando os seus requisitos de qualidade. O custo de operação engloba custos de combustível, de operação e manutenção das unidades geradoras e o custo de transmissão da energia. A função de produção das usinas hidráulicas é não-linear, o que dificulta muito o tratamento do problema e exige simplificações. O mesmo ocorre em relação à incerteza das afluências futuras, devido à grande incerteza associada. Além de minimizar os custos, outros objetivos podem ser considerados, como por exemplo, a maximização do armazenamento de água nos reservatórios ao final do horizonte de planejamento e a minimização dos vertimentos (liberação de água do reservatório sem gerar energia).

Planejar o sistema de transmissão é garantir que a energia chegue dos pontos de produção aos pontos de consumo, respeitando os requisitos de qualidade e segurança do sistema e ao mesmo tempo minimizando o custo de instalação de novas unidades e reforços daquelas existentes. O Planejamento da Expansão do sistema elétrico deve levar em consideração as características de operação do sistema, a previsão de consumo de energia elétrica e os aspectos econômicos. Deve-se chegar a decisões de alocação temporal de investimentos em projetos de expansão da capacidade existente. Outra questão relevante que pode fazer parte deste planejamento é o dimensionamento da matriz energética, ou seja, o percentual de energia a ser gerado por cada fonte. O dimensionamento das fontes de geração visa analisar os benefícios de cada fonte e compará-los com os seus custos correspondentes. Além disso, há as questões ambientais associadas a cada tecnologia de geração, como será visto adiante (Gandelman D. A., 2015).

Ao longo das últimas três décadas, o planejamento da expansão do sistema brasileiro tem sido objeto de estudo de diversas publicações, nas quais várias propostas metodológicas vêm sendo avaliadas. As contribuições mais relevantes serão detalhadas mais adiante. Um dos primeiros trabalhos que se encontra na literatura que trata o problema brasileiro é apresentado por (Pinheiro & Trinkenreich, 1982) e descreve o modelo DESELP – Determinação da Expansão do Sistema Elétrico em Longo Prazo. O DESELP tem como objetivo determinar o

custo mínimo de investimento e operação do sistema ao longo do horizonte de planejamento levando em conta diversas restrições operativas como representação da carga em três patamares, disponibilidade de potência e máxima produção de energia. O modelo de decisão de investimentos determina a alocação ótima, em cada intervalo de tempo de modo a assegurar o atendimento do mercado a custo mínimo. Por implementar um modelo de programação linear o modelo apresenta resultados de investimentos não inteiros. O cronograma de usinas ainda era simulado em um modelo de operação visando encontrar o melhor cronograma de entrada das usinas. Feitas diversas simulações, se escolhia aquela que apresentava melhor resultado. Sua grande limitação está no fato de não levar em conta as incertezas.

Campodonico et. al. (Campodonico, Costa, Gorenstin, & Pereira, 1990) apresentam uma evolução quanto ao modelo DESELP, onde o problema passa a ser formulado com variáveis inteiras. A abordagem emprega a decomposição de Benders, separando o problema de expansão (com variáveis inteiras) do problema de operação. Este último problema utiliza um algoritmo de fluxo de custo mínimo em redes com restrições lineares adicionais.

Em 1993, (Gorenstin, Campodonico, Costa, & Pereira., 1993) evoluíram no tema e incorporaram o tratamento de incertezas na metodologia de planejamento da expansão. No algoritmo proposto, dado um cronograma de obras viável, avalia-se o seu custo de operação em diversos cenários, variando-se demanda, afluência, custos de combustíveis, dentre outros. A partir do resultado desta operação, obtém-se um corte médio para a aproximação convexa do custo de operação a ser incorporada ao algoritmo principal que minimiza o custo de investimento e de operação. Aquele trabalho descreve o modelo MODPIN do Centro de Pesquisas da Eletrobrás - CEPEL e tem como crítica o conhecimento perfeito das variáveis aleatórias no subproblema de operação em cada cenário.

O trabalho de (Porto, 1994) apresenta uma forma de tratar as incertezas sem este conhecimento perfeito, fazendo o uso do algoritmo estocástico PDDE, apresentado por (Pereira & Pinto, 1985), no subproblema de operação. Aquele trabalho originou o modelo OPTGEN (PSR Inc, 2019), que vem sendo aplicado em diversos sistemas ao redor do mundo para solução do problema de expansão do setor elétrico. Entretanto, não são encontrados na literatura resultados de aplicação no SIN. O modelo separa, via cortes de Benders, os dois subproblemas: o da expansão e o da operação. Para uma dada expansão, o submódulo de operação é chamado para estimar o custo de operação. Este submódulo é o SDDP, modelo de operação da PSR Inc que utiliza Programação Dinâmica Dual Estocástica.

Posteriormente o trabalho de (Machado Júnior, 2000) apresentou um modelo que simplifica o subproblema de operação, representado apenas como fluxos energéticos, como no DESELP, sem deixar de considerar incertezas. Na metodologia, considera-se a geração das usinas hidrelétricas em dois cenários: médio e crítico, sendo o déficit em cada um deles podendo ser penalizado de forma distinta na função objetivo. Naquele trabalho buscou-se ajustar estas penalidades de forma a eliminar o déficit no período crítico. Adicionalmente, o trabalho também contempla a incerteza na demanda aplicando o método de minimização do máximo arrependimento para dois cenários de demanda. Para permitir a solução do problema é apresentada uma Decomposição de Benders. Dependendo dos dados inseridos o problema poderia não convergir. Assim a aplicação deste modelo ao problema de expansão de todo o sistema brasileiro se tornava problemático.

O MELP (Modelo de Expansão de Longo Prazo) é uma evolução do trabalho de (Machado Júnior, 2000) e é descrito por (Lisboa, et al., 2003). É um modelo do CEPEL que foi desenvolvido em resposta ao otimismo dos custos de operação do seu modelo predecessor, o MODPIN, segundo (Lisboa, et al., 2003). Nesta modificação foi abandonada a decomposição do problema em duas etapas: problema de investimento e subproblema de operação. Nesta versão o problema é resolvido diretamente, sem uso da decomposição de Benders, e uma diferença na representação dos cenários de afluência das usinas hidrelétricas: o cenário médio compõe sozinho a função objetivo diretamente e o crítico é considerado apenas na restrição de atendimento a demanda. (César, 2015). Esta forma de tratar o problema da expansão é bem próxima a uma abordagem robusta, onde se adiciona uma restrição para atendimento a condição crítica, ou ao pior caso. Uma vez que apenas duas séries hidrológicas são tratadas o esforço computacional é bem menor do que em uma abordagem estocástica. Este é o último modelo oficial, criado pelo CEPEL. A última vez que ele foi utilizado foi para o Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007).

Com base nas metodologias propostas por (Lisboa, et al., 2003) e (Machado Júnior, 2000), (Gandelman D. A., 2015) apresenta um modelo de planejamento da expansão que atualiza tais metodologias para as necessidades atuais do sistema. Dentre as principais mudanças, estão a inclusão de uma discretização do tempo em bases mensais para capturar a alta sazonalidade das usinas hidrelétricas, principalmente as fio d’agua, incorporação de um balanço de potência, buscando garantir que a expansão consiga atender a demanda máxima de potência instantânea e a adoção de expansão continua para fontes como térmicas e eólicas, onde

o modelo decide o quanto expandir. Além disso, foi proposto um novo modelo estocástico baseado no determinístico.

O trabalho de (Gandelman D. A., 2015) deu origem ao Modelo de Decisão de Investimento - MDI (EPE, 2018), que é utilizado pela EPE desde o Plano Decenal de Expansão - PDE 2026 para definição do planejamento visando definir a expansão da oferta de energia elétrica, considerando projeções de preços de combustível, entre outros. Neste modelo, a indicação da oferta é feita a partir de um modelo de decisão de investimentos, que define uma expansão ótima do sistema através da minimização do custo total de investimento e operação, sob condições de incertezas. O problema de decisão de investimento é um problema inteiro misto, enquanto o problema de despacho da geração é um problema contínuo. As usinas (existentes e candidatas para expansão) são representadas individualmente e o atendimento é realizado em termos dos balanços de energia por patamar de carga e capacidade. A aleatoriedade das vazões naturais para a representação das usinas hidrelétricas é representada através da construção de cenários de energia produzida por cada usina hidrelétrica, associados a uma determinada probabilidade de ocorrência. O atendimento a demanda máxima e a reserva de potência é aferido através da contribuição de potência disponível de cada uma das fontes e projetos de geração para o período em questão, de modo que a soma seja maior ou igual à demanda máxima instantânea do mês acrescida de uma folga a título de reserva operativa. Os custos de operação para atendimento à demanda de energia, obtidos pelos despachos das termelétricas por patamar de carga, são computados pelo valor esperados dos despachos de cada cenário ponderados pela respectiva probabilidade.

A Tabela 1 resume as principais características das modelagens citadas anteriormente:

Tabela 1 - Principais modelos de PEG do setor elétrico brasileiro

Modelo	Características	Tratamento de Incerteza	Baseado nos trabalhos
DESELP	Minimização do custo de investimento e operação do sistema levando em conta diversas restrições operativas como representação da carga em três patamares, disponibilidade de potência e máxima produção de energia. Problema linear.	Não	(Pinheiro & Trinkenreich, 1982)
MODPIN	O problema passa a ser formulado com variáveis inteiras. A abordagem emprega a decomposição de Benders, separando o problema de expansão do problema de operação. A crítica fica para o conhecimento perfeito das variáveis aleatórias no subproblema de operação em cada cenário	Sim	(Gorenstin, Campodonico, Costa, & Pereira., 1993)
OPTGEN	Passa tratar as incertezas sem este conhecimento perfeito, fazendo o uso do algoritmo estocástico PDDE no subproblema de operação. O modelo separa, via cortes de Benders, os dois subproblemas: o da expansão e o da operação. Possui diversas restrições modeladas.	Sim	(Porto, 1994) e (Pereira & Pinto, 1985)
MELP	O problema é resolvido diretamente, sem uso da decomposição de Benders, e uma diferença na representação dos cenários de afluência das usinas hidrelétricas: o cenário médio compõe sozinho a função objetivo diretamente e o crítico é considerado apenas na restrição de atendimento a demanda	Sim	(Machado Júnior, 2000) e (Lisboa, et al., 2003)
MDI	Define o problema de decisão de investimento como um problema inteiro misto, enquanto que o problema de despacho da geração é tratado como contínuo. As usinas são representadas individualmente e o atendimento é realizado em termos dos balanços de energia por patamar de carga e capacidade. A aleatoriedade das vazões naturais é representada através da construção de cenários de energia produzida por cada usina hidrelétrica, associados a uma determinada probabilidade de ocorrência.	Sim	(Gandelman D. A., 2015)

3. AS FONTES RENOVÁVEIS E OS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

3.1. Fontes Renováveis

Nas últimas duas décadas, existe uma tendência crescente quanto à utilização de energias ditas como “fontes limpas de energia”, renováveis e com baixo impacto ao meio ambiente, cujos investimentos e incentivos para a sua implantação foram realizadas maciçamente nos últimos anos, com tendência de crescimento ainda maior para os próximos anos. A Figura 2 mostra uma tendência mundial, que são os parques híbridos, que apresentam tanto instalações de energia eólica como de energia solar, aproveitando a complementariedade energética dessas fontes.

Figura 2 - Parque híbrido: usinas eólicas e usinas solares

As fontes renováveis de energia são aquelas em que os recursos naturais utilizados são capazes de se regenerar, ou seja, são considerados inesgotáveis, além de diminuir o impacto ambiental e contornar o uso de matéria prima que normalmente é não renovável (Nascimento & Alves, 2016). Dentre as energias alternativas renováveis, mais conhecidas atualmente encontram-se a energia eólica, energia hidráulica, energia do mar, energia solar, energia geotérmica e biomassa. A utilização dessas energias alternativas renováveis em substituição aos combustíveis fósseis é viável e vantajosa. Além de serem praticamente inesgotáveis, as energias renováveis podem apresentar impacto ambiental muito baixo, sem afetar o balanço térmico ou a composição atmosférica do planeta. Por ser considerada uma fonte abundante e de

baixo custo, a principal fonte geradora de energia elétrica no Brasil provém de usinas hidroelétricas. Entretanto, os impactos ambientais gerados pela implantação dessas usinas são elevados devido às vastas áreas inundadas e que são necessárias para a formação do reservatório (Urbanetz, 2010), abrindo cada vez mais espaço para a entrada das chamadas energias renováveis não controláveis, ou não despachadas, tais como a eólica e solar fotovoltaica.

Os cenários energéticos globais indicam sobre mudanças tecnológicas e novas descobertas nos próximos anos, com a substituição gradual e cada vez mais intensiva dos recursos energéticos atuais, e com maior oferta de energias renováveis. Para 2030 prevê-se um aumento significativo da renda per capita em todas às regiões de forma global, podendo resultar num maior consumo de fontes energéticas, principalmente a elétrica, em consequência da melhoria da qualidade de vida, enquanto que a tendência quanto ao crescimento da população em algumas regiões de forma globalizada deverá permanecer até 2050 (Tiepolo, Castagna, Junior, & Betini, 2012). No contexto mundial de preocupações com a segurança energética e mudanças climáticas, a implantação dessas fontes renováveis é essencial. Seu aproveitamento em maior escala é um dos principais instrumentos de combate às mudanças climáticas decorrentes da elevação dos gases de efeito estufa na atmosfera. Mas além de prover esses benefícios, as fontes de energia renováveis, se implantadas apropriadamente, podem também contribuir para o desenvolvimento social e econômico, para a universalização do acesso à energia e para a redução de efeitos nocivos ao meio ambiente e à saúde (IPCC, 2011).

A seguir, destaca-se as características, vantagens e desvantagens das principais fontes de energias renováveis que compõem a expansão dos parques geradores em todo mundo.

3.1.1. Energia Eólica

O ar, como qualquer outro fluido, quando em movimento possui energia que pode ser aproveitada. Seu aproveitamento é feito por meio de conversão de energia cinética de translação para energia cinética de rotação. A energia elétrica é gerada por meio de aerogeradores, onde a força do vento é captada por hélices ligadas a uma turbina que aciona um gerador elétrico. O uso do vento para fins elétricos se tornou relevante nos anos 1990 através de significante avanço tecnológico, aparecimento expressivo de fabricantes e um grande incentivo proveniente das preocupações ambientais, com foco nas emissões de gases de efeito estufa, e a independência energética.

O aproveitamento da energia eólica tem crescido substancialmente nos últimos anos no Brasil e no mundo. Em parte, isso é fruto de uma tendência global de se cambiar a geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis para alternativas que não emitam gases de efeito estufa e, portanto, ajudem na mitigação das mudanças climáticas (IPCC, 2011). Dentre as opções com essa característica, a eólica se apresenta entre as mais competitivas. O Brasil detém um potencial expressivo de energia eólica, o que garante uma perspectiva de que essa fonte mantenha o crescimento e ganhe cada vez mais espaço na matriz elétrica nacional no futuro (Tolmasquim, 2016).

Figura 3 - Parque eólico no Nordeste brasileiro

A maior parte dos parques eólicos está instalada em terra (*onshore*), como ilustra a Figura 3, porém vários parques têm sido implantados no mar (*offshore*), uma tendência em países com pequena extensão territorial, com pouco espaço disponível para as instalações em terra ou com recursos eólicos substancialmente melhores no mar. A instalação *onshore* costuma ser dividida em duas subcategorias, a centralizada e a distribuída. A centralizada se caracteriza por grandes aerogeradores que são organizados em conjunto, formando parques eólicos que ligados aos sistemas elétricos (regionais ou nacionais). A outra subcategoria é atribuída aos sistemas distribuídos, que fornecem energia diretamente para casas, fazendas, empresas e instalações industriais, geralmente compensando a necessidade de adquirir uma parte da eletricidade da rede. Podem operar em modo independente, onde os pequenos aerogeradores fornecem energia em locais que não estão conectados à rede, seja por opção (geralmente

econômica) ou necessidade (locais mais remotos que não são atendidos pela rede de distribuição de energia elétrica) (Tolmasquim, 2016).

A geração de energia através da fonte eólica é em geral benéfica para a sociedade e meio ambiente pois, entre outros benefícios, é uma fonte renovável, limpa e com custo bastante competitivo. Como é feita a conversão direta da energia do vento, não há processos de combustão e, assim, não há emissões de gases poluentes como o material particulado ou óxidos de enxofre, e tampouco de gases de efeito estufa (GEE) ou resíduos tóxicos. Outros benefícios característicos desse tipo de geração residem na possibilidade de compatibilização do uso do solo com outros usos, como a agricultura e a criação de gado, permitindo a coexistência dessa nova atividade com atividades tradicionais, o que diminui a interferência na dinâmica sociocultural local. Por outro lado, a injeção de investimentos em localidades economicamente estagnadas pode fomentar a economia e trazer benefícios locais. Além de possuir muitas vantagens, possui algumas desvantagens como impacto sonoro, impacto visual, impacto sobre as aves locais.

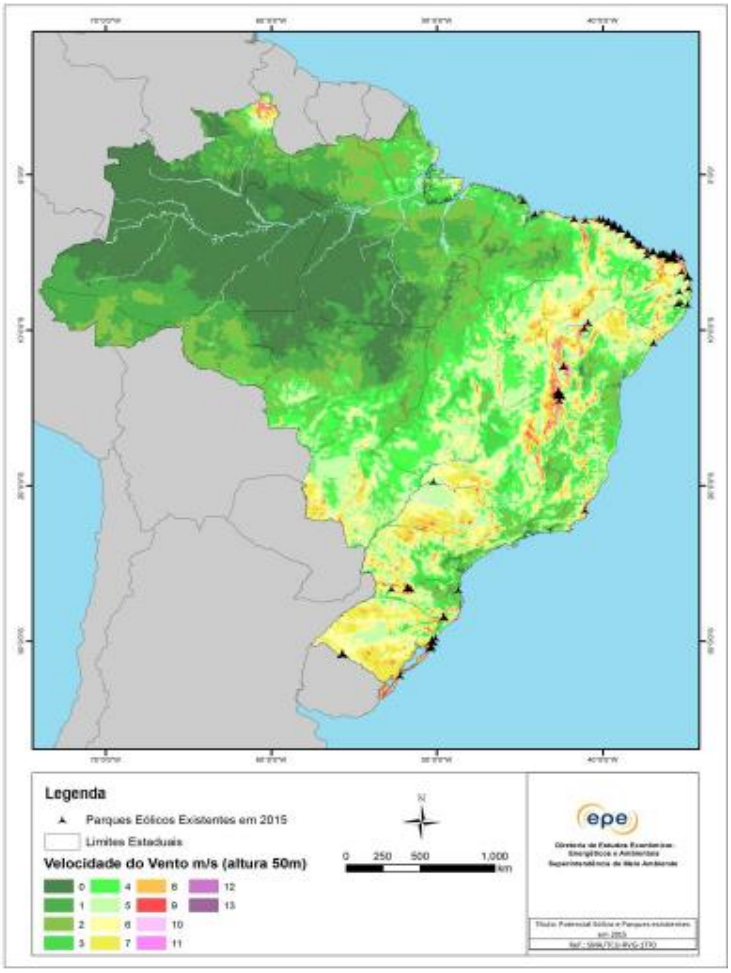


Figura 4 - Potencial eólico e distribuição de parques eólicos em operação no Brasil (Tolmasquim, 2016)

A entrada das usinas eólicas, embora com perfil de oferta variável, apresenta papel importante na segurança operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN), na medida em que sua geração ajuda no menor esvaziamento dos reservatórios e na redução de usinas térmicas em utilização em períodos de hidrologia desfavorável. Além disso, ainda atuam em complementariedade com a geração hidráulica nos períodos secos de cada ano, em especial as usinas eólicas localizadas no Nordeste, visto que o breve histórico indica uma tendência de maior capacidade de geração no período considerado seco para o SIN, a saber, de maio a novembro. Ainda em relação ao Nordeste, a Figura 4 ilustra o grande potencial eólico nessa região, especialmente no interior da Bahia e litoral do Rio Grande do Norte e Ceará.

O crescimento da participação dos recursos renováveis intermitentes na matriz de energia elétrica brasileira, tais como o eólico e o solar, contribui para o surgimento de problemas de estabilidade e garantia de abastecimento. Isto se deve à natureza variável de suas fontes, que não permitem que a geração seja igual à capacidade instalada disponível a todo o momento, e sim uma função da presença e intensidade de suas fontes, como a presença de ventos e sua velocidade momentânea. As dificuldades de integração do recurso eólico encontram-se na variabilidade e previsibilidade do vento, fazendo com que a energia eólica seja um recurso de baixa confiabilidade para o sistema no atendimento da carga. Esse problema demandou o desenvolvimento e aprimoramento da previsão de geração eólica, em virtude da variabilidade e não despachabilidade intrínseca da fonte. A previsão do recurso, com um maior grau de certeza devido à introdução de melhores técnicas e modelos, é de fundamental importância para os processos de programação e despacho do ONS, pois permite minimizar os impactos no sistema da variação da fonte (Tolmasquim, 2016).

3.1.2. Energia Solar

A energia proveniente do Sol é uma forma de energia renovável e praticamente inesgotável que pode ser aproveitada pela sociedade para suprir suas necessidades energéticas. Ela vem sendo apropriada pelo homem ao longo de toda sua história. Através dele, por exemplo, são supridas necessidades básicas de aquecimento, iluminação e alimentação (via fotossíntese e cadeias alimentares). No entanto, o uso do Sol como fonte direta para a produção de eletricidade é relativamente recente, datando de meados do século passado. Com esta finalidade, distinguem-se duas tecnologias de geração, ilustradas na Figura 5: a fotovoltaica, que consiste na conversão direta da luz em eletricidade; e a heliotérmica, que é uma forma de

geração termelétrica, na qual um fluido é aquecido a partir da energia solar para produzir vapor. As duas tecnologias combinadas representam uma parcela pequena da matriz energética global, mas merecem destaque especial pelas suas perspectivas positivas. A rápida expansão da capacidade instalada nos últimos anos, atrelada à forte redução de custos; o imenso potencial técnico de aproveitamento; e o fato de não emitirem poluentes durante sua operação, fez com que o mundo voltasse sua atenção para a energia solar como alternativa de suprimento elétrico (Tolmasquim, 2016).

Figura 5 - Exemplo de usina solar fotovoltaica (esquerda) e heliotérmica (direita)

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade e tem como base o efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel em 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. O semicondutor mais usado é o silício, abundante na crosta terrestre. O uso da energia fotovoltaica esteve inicialmente voltado às aplicações espaciais em satélites, por exemplo. Posteriormente, a tecnologia passou a ser alternativa para o atendimento de locais isolados, funcionando em conjunto com baterias (sistemas *off-grid*). No século XXI, no entanto, foi quando se observou um grande salto na utilização desta tecnologia, sendo aplicada em sistemas conectados à rede (*on-grid*), tanto de forma distribuída (pequenas unidades residenciais e comerciais), como centralizada (grandes plantas geradoras). No início da década passada, em função da maior atratividade econômica, a maior parte da potência instalada era em sistemas de geração distribuída. Com a queda nos custos observada nos últimos anos, a geração fotovoltaica começou a surgir como alternativa de geração centralizada. Dessa forma, observa-se, desde 2007, uma tendência no aumento da participação de usinas fotovoltaicas no total da capacidade instalada mundial (Tolmasquim, 2016).

O Brasil está situado numa região com incidência mais vertical dos raios solares. Esta condição favorece elevados índices de irradiação em quase todo o território nacional, que podem ser vistos em detalhes na Figura 6. Adicionalmente, a proximidade à linha do equador faz com que haja pouca variação na incidência solar ao longo do ano. Dessa forma, mesmo no inverno pode haver bons níveis de irradiação. Essas condições conferem ao país algumas vantagens para o aproveitamento energético do recurso solar.

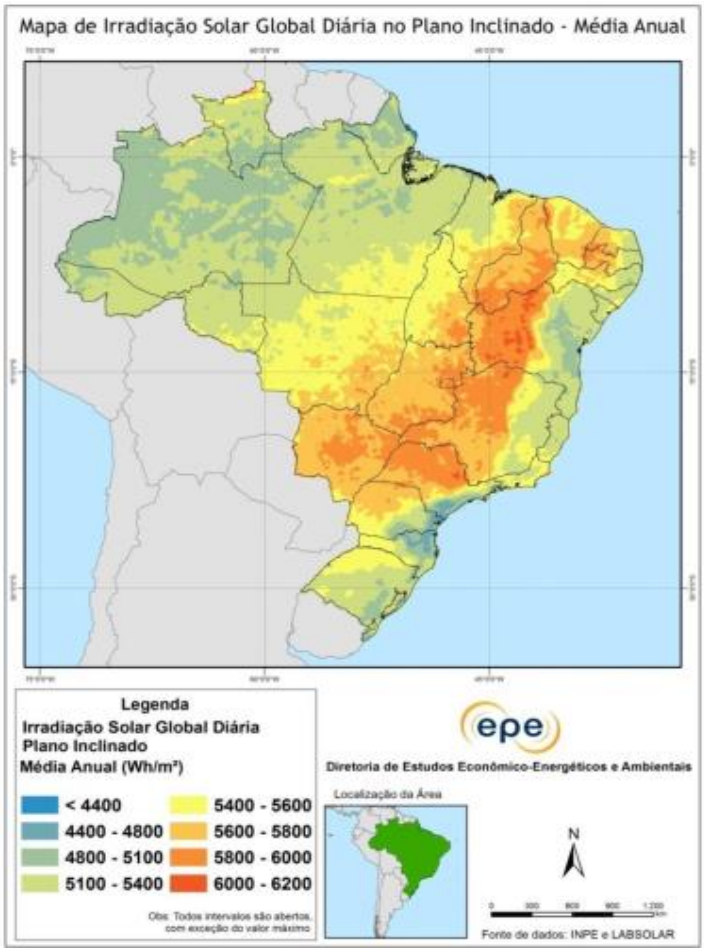


Figura 6 - Mapa de irradiação solar global no plano inclinado (Tolmasquim, 2016)

Do ponto de vista de sua integração, a inserção em massa de geração fotovoltaica, assim como eólica, introduz novos desafios no sistema elétrico. A necessidade de o sistema estar sempre em equilíbrio entre oferta e demanda significa que o operador deve ter condições de lidar com as súbitas variações das fontes intermitentes. Por outro lado, períodos de baixa demanda e alta geração de fontes não despacháveis podem levar plantas convencionais a reduzirem sua geração a níveis mínimos, ou serem desligadas e acionadas com mais frequência. A variabilidade extrema da geração fotovoltaica é uma das dificuldades técnicas mais significativas para inserção em larga escala da micro geração solar na rede de distribuição de

baixa tensão. Isso se deve ao fato de essas redes, em geral, possuírem recursos limitados de controle de tensão e não serem originalmente dimensionadas para inserção de grandes montantes de geração intermitente. Quando alocados no sistema de distribuição, os micro geradores proporcionam o efeito benéfico de aliviar o carregamento dos circuitos da rede. Contudo, quando adicionadas em grande escala, essas novas fontes de energia podem alterar a característica natural de operação da rede tornando-a predominantemente exportadora de energia. Essa alteração de comportamento da rede, que também está influenciada pela intermitência da geração, exige uma atuação mais frequente dos dispositivos de controle de tensão da rede, diminuindo sua vida útil.

No entanto, os efeitos da geração distribuída devem ser avaliados particularmente. Isso porque em alguns casos, especialmente em regiões comerciais e industriais, onde há boa coincidência entre irradiação solar e demanda energética da rede, os sistemas fotovoltaicos são capazes de oferecer benefícios aos sistemas de distribuição ao aliviar o carregamento da rede, reduzindo picos de demanda, perdas de potência e melhora do perfil de tensão (Braun, 2010). De modo geral, considera-se que a indústria fotovoltaica, operadoras da rede e distribuidoras terão que desenvolver novas tecnologias e estratégias para possibilitar larga integração fotovoltaica através de *smart grids*.

Estudos apontam algumas soluções para lidar com a variabilidade das fontes renováveis não despacháveis e assegurar a estabilidade do sistema e garantir a segurança de suprimento energético. Entre as principais, destacam-se: previsões meteorológicas podem ser utilizadas para prever a geração de usinas fotovoltaicas e eólicas, reduzindo a incerteza quanto à geração; oferecer estímulos ao consumidor para que ele ajuste seu padrão de consumo, como uma alternativa para lidar com a variação da geração eólica e fotovoltaica, através de mecanismos de resposta da demanda; uso integrado de dispositivos de armazenamento energético também podem ser úteis para balancear as flutuações das fontes renováveis intermitentes; inserção de geração flexível para acomodar a variação da geração fotovoltaica e eólica, são necessários geradores flexíveis, capazes de responder às necessidades do sistema rapidamente (Tolmasquim, 2016).

3.1.3. Energia da Biomassa

A biomassa se caracteriza como uma matéria orgânica não fóssil, de origem animal ou vegetal, que pode ser utilizada na produção de calor, seja para uso térmico industrial, seja

para geração de eletricidade e/ou que pode ser transformada em outras formas de energias sólidas (carvão vegetal, briquetes), líquidas (etanol, biodiesel) e gasosas (biogás de lixo). Esse tipo de energia apresenta muitas vantagens por ser pouco poluente, não emitindo dióxido de carbono, biomassa sólida é extremamente barata, sendo as suas cinzas menos agressivas para o ambiente, observa-se uma menor corrosão dos equipamentos (caldeiras, fornos, etc). Consequentemente, o desmatamento de florestas ainda é grande, além da destruição de habitats, possui um menor poder calorífico quando comparado com outros combustíveis.

O uso da biomassa como fonte de energia precede o aparecimento do homo sapiens. Estudos arqueológicos indicam o uso do fogo por hominídeos há mais de 1 milhão de anos. Entretanto, o uso regular desta fonte deve ter se iniciado entre 350.000 e 320.000 anos atrás (Shimelmitza, et al., 2014). O aproveitamento energético da biomassa disponível foi essencial para a evolução humana, sendo que seu próprio meio de obtenção e uso progrediram juntos, desde a lenha catada para cocção, proteção e aquecimento, até as modernas práticas de produção silvo-agropecuárias e industriais, de transformação e uso de biocombustíveis para geração de calor, força motriz e eletricidade. Esta última, símbolo da evolução tecnológica e ambiental, é o objeto deste estudo.

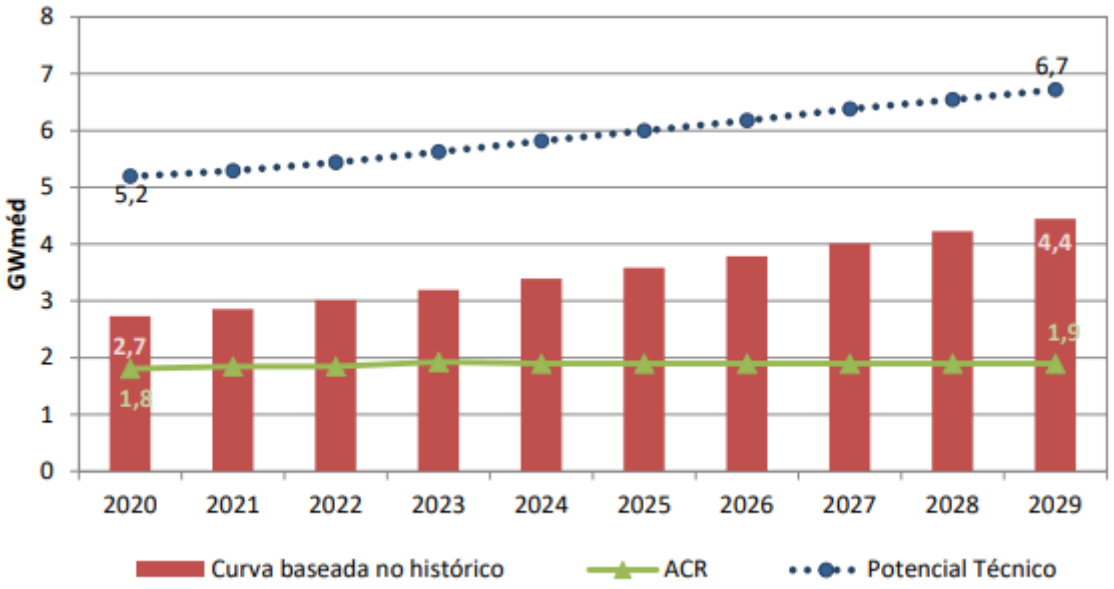


Figura 7 - Energia contratada no ACR e potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço (EPE, 2019)

A principal biomassa empregada para geração elétrica no Brasil é o bagaço de cana. Sua participação tem sido crescente no cenário nacional, decorrente da pujante indústria de etanol e açúcar estabelecida em solo nacional. No Brasil, a bioeletricidade é obtida principalmente através da cogeração em unidades dos segmentos industriais sucroenergético e,

em menor escala, de papel e celulose, tendo como fonte a lixívia. Dependendo do nível de eficiência energética destas unidades, pode haver geração excedente de bioeletricidade, passível de ser comercializada em leilões de energia (mercado regulado) ou nos mercados livre e de curto prazo. Uma parcela significativa do parque instalado, especialmente dos setores sucroenergético e celulose, utilizam processos industriais e centrais de cogeração, consumindo a biomassa com o objetivo principal de atender as demandas energéticas (calor e eletricidade) da unidade, gerando maiores excedentes de bioeletricidade, que ampliam a sua receita. Consequentemente, a bioeletricidade passou a ter uma participação importante para complementar e diversificar a oferta de energia elétrica no Brasil, com grande participação nos leilões de energia e grande potencial de exportação de eletricidade para os próximos anos, conforme mostra a Figura 7. Adicionalmente, o uso da lenha de florestas plantadas (Florestas Energéticas) para geração elétrica vem aumentando e contribuindo para esta diversificação (Tolmasquim, 2016).

3.2. Recursos Energéticos Distribuídos

Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) 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*). Segundo (EPE, 2018), os RED contemplam:

i) geração distribuída (GD),
ii) armazenamento de energia,
iii) veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga,
iv) eficiência energética e
v) gerenciamento pelo lado da demanda (GLD).

Nesses termos, os RED permitem a maior participação do consumidor tanto na geração, quanto na gestão do consumo da sua própria energia. Nos últimos anos, tem-se observado uma aceleração da inserção dos RED, justificada principalmente pela redução nos custos de investimentos e transação, pela maior disseminação das tecnologias de telecomunicação e controle, e pelo papel mais ativo dos consumidores. O recente crescimento, associado à característica dos recursos energéticos distribuídos, indica que a difusão destas tecnologias

apresenta um elevado potencial disruptivo, capaz de transformar profundamente os sistemas elétricos que hoje são predominantemente operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente. A transição de um modelo centralizado para um modelo mais distribuído deve alterar os fluxos de energia e aumentar significativamente a complexidade dos sistemas elétricos, conforme ilustra a Figura 8.

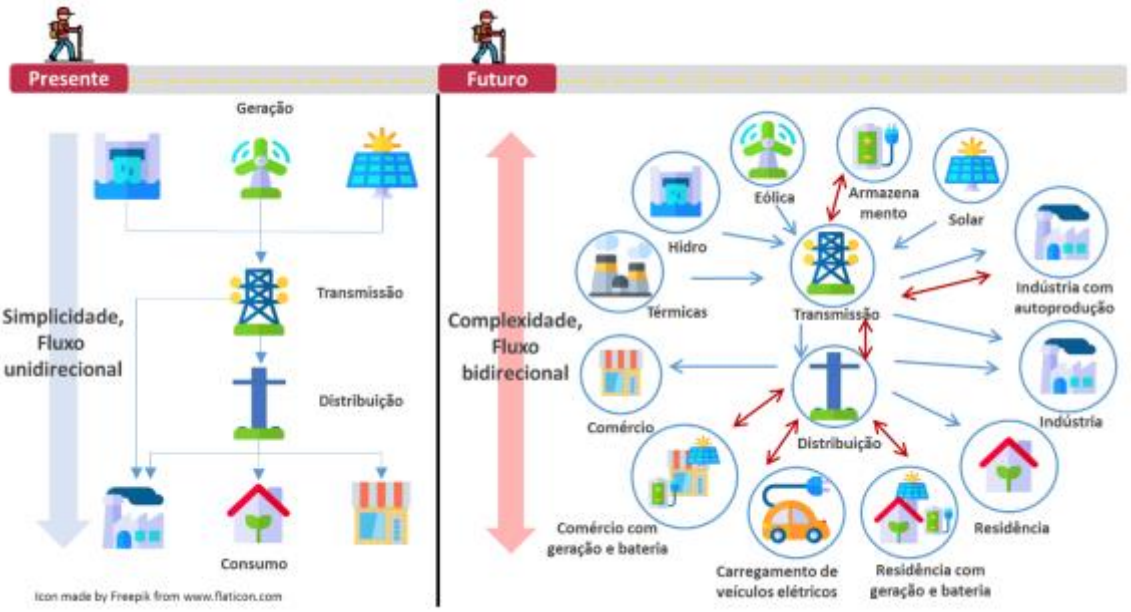


Figura 8 - Sistemas elétricos: presente e futuro (NYISO, 2017)

As transformações no setor elétrico a partir da inserção em massa de RED irão demandar novas práticas de planejamento da expansão e operação das redes elétricas e da geração de energia. No entanto, ao mesmo tempo que os RED impõem desafios, pode haver diversos benefícios associados à sua integração ao sistema. Ao considerar a proximidade entre geração e consumo, os RED podem propiciar a redução de perdas elétricas e oferecer confiabilidade suficiente para os operadores do sistema em situações extremas se estiverem em locais ideais e forem operados nas horas certas. Tal fato pode inclusive reduzir o custo sistêmico de atendimento à demanda, fazendo com que possivelmente usinas mais caras não precisem ser acionadas, e substituindo ou postergando investimentos convencionais em infraestrutura. Além disso, mecanismos “inteligentes” de integração e gerenciamento desses recursos estão em intenso desenvolvimento e isso deve contribuir para ampliar os potenciais ganhos de eficiência obtidos a partir da inserção de mais RED (EPE, 2018).

3.2.1. Geração Distribuída

A Geração Distribuída (GD) refere-se a unidades de geração baseadas em fontes renováveis de energia (FRE) e unidades não-renováveis de pequeno porte. Conhecida como uma abordagem para atender à demanda próxima aos centros de carga, essas tecnologias geralmente são categorizadas como baseadas em combustão ou não-combustão. Embora as tecnologias de geração baseadas em FRE sejam tratadas como recursos de GD devido a alguns recursos operacionais e físicos comuns, a literatura demonstra que o aspecto ambiental deles foi mais considerado do que seu aspecto de mobilidade no problema do PEG.

Segundo (Pepermans, 2005), a geração distribuída é definida como uma geração com capacidade máxima entre 50 e 100 MW, conectada à rede de distribuição e não planejada nem despachada de maneira centralizada. Para o caso brasileiro, o PRODIST5 (ANEEL, 2017) define geração distribuída como Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS. Já o decreto 5.163 de 2004 define como geradores incentivados os empreendimentos conectados à rede de distribuição, excluindo hidrelétricas com potência superior a 30 MW e termelétricas, cogeração incluída, com eficiência inferior a 75%. Nesta última, são excluídos os resíduos e biomassa. Por último, a Resolução Normativa da ANEEL 482/2012 (ANEEL, 2012), criou as figuras dos micros e minigeradores de energia elétrica, além do sistema de compensação de energia elétrica brasileiro.

Figura 9 - Geração distribuída simbolizada pelos painéis solares nos telhados

A geração distribuída de pequena e média escala, também considerada como geração dispersa, segue a lógica do investimento pulverizado em diversos agentes, com interesses específicos dependendo de cada realidade local. Por conta disso, as condições para que esse investimento aconteça de maneira difundida em larga escala, as condições de contorno são muito mais importantes do que para a GD de grande porte ou para os investimentos centralizados. Essas condições são o alicerce básico para que haja uma mudança de comportamento deste agente pulverizado em direção à maior aceitação da geração distribuída como investimento e passam, necessariamente, pela disponibilidade de fornecedores de serviços e equipamentos, como consequência do estabelecimento do mercado de serviços de energia. Já o estabelecimento do mercado de serviços de energia é consequência de situações institucionais que busquem ações de maior eficiência para os sistemas energéticos. O arcabouço institucional também deve estimular a renovação das infraestruturas dos sistemas elétricos e uma mudança no paradigma dos agentes distribuidores, para que eles considerem a difusão da GD em seus planejamentos locais. Portanto, o desafio para os próximos anos é criar condições que estimulem a difusão da GD nos locais que tragam maior valor ao sistema, e que ao mesmo tempo não onerem outros consumidores e que não prejudiquem as atividades da distribuidora (a rede é fundamental para a existência da geração distribuída) (EPE, 2019).

Independentemente de serem renováveis ou não renováveis, as tecnologias de geração distribuída têm sido frequentemente consideradas no planejamento da expansão de sistemas de distribuição e redes de transmissão devido à importância de suas localizações. Além do grande potencial para mitigar o efeito das mudanças climáticas, a GD baseada em fontes renováveis podem fornecer outros benefícios. Se implementados adequadamente, podem contribuir para o desenvolvimento social e econômico, acesso à energia, fornecimento seguro de energia e redução de impactos negativos no meio ambiente e na saúde. Os benefícios mencionados também proporcionaram novas visões nas pesquisas do PEG, pois influenciam os critérios de confiabilidade e os diferentes custos, como custos de operação, investimento e emissão.

3.2.2. Resposta da Demanda

A resposta da demanda (RD) ou gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) consiste em alterações no uso de eletricidade por parte dos consumidores em relação ao habitual em resposta geralmente a variações nas tarifas, de modo a reduzir a consumo da rede em momentos de escassez. Com a entrada mais proeminente de fontes não controláveis, a resposta da demanda

deve ser mais bem explorada, para incentivar o consumo nos momentos de abundância de geração e reduzi-lo quando houver restrição dos recursos naturais. Essa é uma forma de reduzir o *curtailment* das renováveis, otimizar a infraestrutura existente e garantir o atendimento de capacidade sem o acionamento de termelétricas caras, como ilustra a Figura 10. A resposta da demanda só poderá ser utilizada em seu pleno potencial com a difusão em larga escala dos medidores inteligentes. Desse modo, a inclusão de novas tecnologias é ponto essencial nesta área. Conforme relatado em (Muller G. d., 2016), além da chegada dos medidores inteligentes, as tecnologias facilitadoras são necessárias para alcançar resultados mais arrojados. Estas tecnologias são introduzidas para ajudar os consumidores a entenderem seu padrão de consumo, seja por meio de sites de internet, IHDs (*in-home displays*) ou outras tecnologias, para permitirem aos consumidores controlar equipamentos, como centrais de ar-condicionado e termostatos. Outra área que mostra a interseção da resposta da demanda e tecnologias são os equipamentos domésticos sensíveis a preços dinâmicos. Ou seja, são eletrodomésticos, que equipados com sensores ligados diretamente aos medidores inteligentes, são acionados mediante sinalização em tempo real. Nesse sentido, o estudo de (Dupont, Jonghe, Olmos, & Belmans, 2014), mostra que a diminuição na demanda de ponta residencial apenas com o controle remoto de equipamentos domésticos da linha branca na Bélgica levou a menor utilização de usinas térmicas para atendimento da ponta.

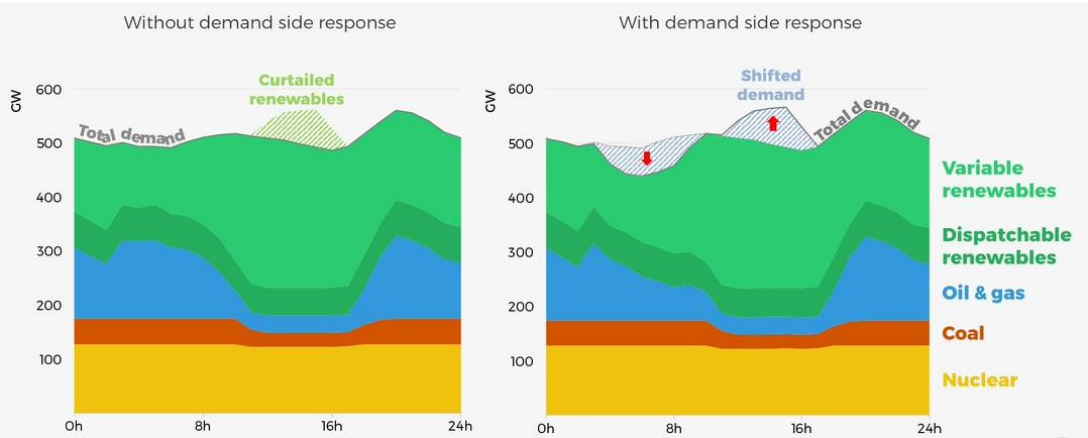


Figura 10 – Possível impacto da resposta da demanda na curva de carga diária (IEA, 2017)

No Brasil, já ocorrem os primeiros passos para a adoção da resposta da demanda. Na baixa tensão, desde 2018, já é possível a utilização de tarifa branca pelos consumidores residenciais e industriais. Regulamentada pelo artigo 56-A da Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL (ANEEL, 2010), a modalidade tarifária branca, que é do tipo de tarifação time-of-

use, diz respeito à possibilidade de aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia. Nesse modo, em horários em que o sistema elétrico está no seu nível máximo de consumo (chamado de "horário de ponta") o preço do kWh será maior. Portanto, com a utilização da tarifa branca, há a tendência de menor uso da energia em momentos de stress do sistema. Por outro lado, ao ser opcional, e não mandatória, a tarifa branca pode ser escolhida somente por consumidores que obtenham benefício imediato, sem necessitar alterar seu padrão de consumo. Dessa forma, haveria uma redução na receita das distribuidoras, sem contrapartida de benefícios, levando a um aumento tarifário para os demais consumidores (EPE, 2018).

Na alta tensão, o ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) realizam o programa piloto de resposta da demanda voltado aos consumidores industriais, estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL n° 792/2017 (ANEEL, 2017). Alternativamente ao despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito, é ofertado, pelos consumidores participantes, a redução do consumo de energia elétrica mediante pagamento de uma compensação financeira. No entanto, até o final de 2018 somente uma empresa havia aderido ao programa, e os resultados ainda são desconhecidos.

Para o pleno desenvolvimento da resposta da demanda, alguns pontos são primordiais. Dentre eles podemos destacar a necessidade de uma precificação horária, onde os preços de mercados dinâmicos são necessários para revelar os preços de recursos flexíveis e da resposta da demanda mais especificamente. Além disso, a participação da RD nos mercados de energia deve ser permitida, seja diretamente pelos consumidores de energia de qualquer porte ou via uma terceira parte, com um agregador independente. Outro ponto de destaque é a possível criação dos agregadores de serviços, permitindo à consumidores residenciais e pequenos consumidores comerciais e industriais a entrada nesse tipo de mercado sem a necessidade de entender e acompanhar com detalhes as variações de do mercado. Por fim, a difusão da RD nos atuais sistema de energia deve ser obtida, preferencialmente, através de mecanismos de mercado, com subsídios reduzidos (EPE, 2018).

3.2.3. Armazenamento de Energia e Veículos Elétricos

O armazenamento de energia elétrica através de baterias guarda uma relação próxima à resposta da demanda, pois também pode ser utilizado para otimizar os recursos energéticos e a infraestrutura de distribuição. O armazenamento de eletricidade pode ser aplicado em diferentes elos do setor elétrico, com diferentes propósitos. Notadamente, as baterias podem

auxiliar a deslocar o consumo da rede de acordo com a necessidade do sistema. Com sinais tarifários eficientes, pode ser feita espécie de arbitragem, onde o consumidor “compra” e armazena energia quando está barata e “vende” quando está cara, ajudando o sistema. Adicionalmente, as baterias têm sido utilizadas em conjunto com a geração distribuída, para reduzir a injeção do excesso de energia na rede, aumentando o “autoconsumo” e aumentando os ganhos financeiros dos consumidores. Por fim, as baterias podem auxiliar na melhoria da qualidade da energia e como serviço de back-up em caso de *blackout*.

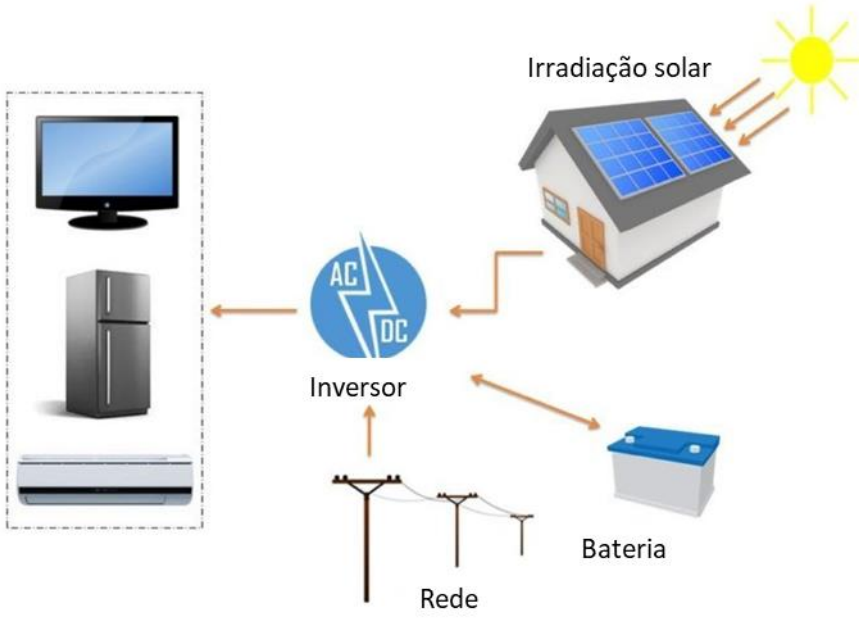


Figura 11 - Uso da bateria associada à geração distribuída

No Brasil, o uso de baterias na baixa tensão atualmente tem pouco espaço dado o elevado custo dos equipamentos e ao modelo de compensação da micro e mini geração distribuída. No lado do consumo, não há competitividade de arbitragem utilizando a tarifa branca, dadas as diferenças entre os períodos de ponta e fora de ponta. No lado da geração, o modelo de compensação integral da energia injetada na rede (REN 482/2012), não oferece nenhum incentivo para o investimento em baterias para aumento do consumo próprio. Por outro lado, onde se enxerga um potencial próximo da competitividade são nos consumidores de alta tensão, que hoje utilizam geradores a diesel para evitar o consumo no horário de ponta (EPE, 2018).

Quando falamos de veículos elétricos, observa-se que a eletrificação veicular é uma tendência mundial que está alinhada com os objetivos de descarbonização das economias, redução de emissões de poluentes locais nas grandes cidades, segurança energética e o futuro das redes elétricas. Nos últimos anos, as montadoras de veículos vêm diversificando seus

portfólios através da incorporação de novas tecnologias automotivas afim de alcançar metas cada vez mais ousadas de eficiência energética veicular e redução de emissões de GEE estabelecidas pelos governos. Assim, os grandes players automotivos globais apresentam uma crescente variedade de arranjos tecnológicos veiculares com diferentes níveis de eletrificação a depender das características e condicionantes do mercado em que atuam. Na literatura internacional é comum se referir a veículos elétricos (VEs) como todos os veículos nos quais o motor elétrico é a principal fonte propulsora.

Figura 12 - Postos de recarga de veículos elétricos

Para efeitos de RED, quanto maior a capacidade da bateria elétrica do veículo com conexão na rede elétrica, maiores as oportunidades de sua atuação pelo lado da demanda, como carga móvel em tempo e espaço. Um veículo com uma bateria de cerca de 30 kWh, por exemplo, armazena quase seis vezes o consumo diário de uma residência brasileira média8. Assim, o crescimento da frota de veículos elétricos pode prover diversos serviços para a rede elétrica, desde a resposta da demanda e regulação da voltagem, a serviços no nível da distribuição. De acordo com estudo da (Rocky Mountain Institute, 2016), as distribuidoras de energia elétrica ou *utilities* podem usar novas comunicações e tecnologias de controle, juntamente com tarifas inovadoras e estruturas de incentivo para aproveitar o considerável potencial de valor do veículo elétrico com recarga inteligente para beneficiar concessionárias, clientes, proprietários de veículos e sociedade em geral. Isso significará influenciar, com crescente precisão, onde e quando os VEs são cobrados através uma combinação de parcerias, incentivos e estruturas mercado.

3.3. A inserção das FR e dos RES no Planejamento da Expansão da Geração

As mudanças que têm ocorrido na composição da matriz de geração brasileira, associadas à menor participação hidrelétrica na oferta do SIN e a grande penetração das fontes renováveis não controláveis, principalmente as fontes eólica e solar, estão modificando a maneira como o sistema é operado. Como descrito anteriormente, essas fontes possuem um regime de geração não controlável e significativa variação no curto prazo, trazendo desafios ao sistema no que diz respeito à garantia de suprimento de energia na falta dessas fontes. Esse novo cenário incorre ainda em mudanças na operação da geração convencional, que também impactam nos seus custos de investimento, manutenção e operação.

Existe um entendimento global de que a penetração em larga escala de fontes renováveis exigirá grandes quantidades de flexibilidade operacional do sistema, a fim de alcançar uma integração eficiente e eficaz desses recursos de geração. Turbinas a gás e hidroelétricas tradicionais podem fornecer flexibilidade do lado da geração, variando em curto espaço de tempo suas capacidades. A utilização, somente destas soluções, com a finalidade de viabilizar as renováveis intermitentes, poderá permitir uma continua utilização de combustíveis fósseis. Outro ponto importante é a possibilidade do desperdício de energia quando não houver consumo suficiente. Nesse caso, se só houver inclusão de geração flexível, pode haver a possibilidade de mesmo com elas desligadas ou em *stand by*, a geração de renováveis ser maior que a demanda, necessitando de corte de geração, e assim, excedente de energia.

No Brasil, atualmente, a integração da energia eólica no SIN é imposta às instalações hidroelétricas existentes e às linhas de transmissão. As hidroelétricas, além de regularem o sistema, funcionam como energia de base. Já as linhas de transmissão atuam para escoar a energia entre subsistemas. O novo papel das hídricas como acompanhamento da geração renovável intermitente, para além do seu papel de acompanhamento da carga (e do erro de previsão de carga), coloca em questão dois pontos principais: a até que ponto se pode alterar a geração e a operação das hidroelétricas para garantir grandes penetrações de renováveis, e qual seu novo valor neste contexto? Com o crescente aumento da demanda no Brasil, e a crescente penetração de renováveis intermitentes, surge a necessidade de aumento de reserva (que pode não ser atendida pelas hídricas), a possibilidade de uma possível sobre geração do recurso eólico em determinados momentos, e a necessidade de expansão das linhas de transmissão. Tais fatos podem levar a um decorrente aumento dos custos do sistema, emissões e uso de combustíveis fósseis. Além do problema de baixa eficiência, há ainda o problema de operação de usinas

térmicas, que consiste ligar, desligar e acompanhar a carga em curto espaço de tempo, afetando os custos de operação e manutenção, visto que muitas dessas unidades, apesar de oferecem alguma flexibilidade de operação, não foram projetadas e orçadas para operar de tal forma. Unidades com capacidade de operar como reserva e com rápida atuação, ou unidades que possam garantir potência podem ser altamente desejáveis para aumentar a flexibilidade do sistema com muitas renováveis intermitentes.

Algumas possibilidades surgem para o problema da flexibilidade da geração para além de somente acrescentar unidades capazes de variar sua geração e atender a carga. Como exemplo há a maior interconexão entre sistemas, que permite receber energia em momentos de déficit e exportar em momentos de extrema produção; o acréscimo de unidades ou dispositivos de armazenamento de energia, onde sua função natural é transitar entre carga e geração, através da absorção de potencial excesso de geração durante os períodos de menor carga e da devolução de tal energia (menos perdas) em momentos de alta demanda, fornecendo capacidade firme e energia derivada de fontes renováveis e intermitentes; e a resposta da demanda, onde se pode introduzir um mercado ou mecanismo capaz de fazer parte da carga, ou uma nova carga, responder às necessidades do sistema, saindo em momentos de menor capacidade de geração e retornando em horas de fartura de geração (Tolmasquim, 2016).

Os novos desafios operacionais que os sistemas elétricos vêm enfrentando em função da entrada massiva das fontes renováveis foram reconhecidos por vários relatórios e publicações recentes, que destacam que os modelos atuais de PEG falham na modelagem das características de flexibilidade dos sistemas de energia e, portanto, na avaliação adequada do impacto dessa simplificação no planejamento da expansão da geração (Torrealba, 2014).

Na literatura relacionada ao problema do PEG, alguns trabalhos recentes passaram a considerar e tratar esses desafios, propondo algumas interessantes soluções de modelagem. (Hemmati, Saboori, & Siano, 2017) apresentam uma ferramenta de planejamento de micro redes estocástica de dois níveis, utilizando um algoritmo de otimização metaheurística, que determina a localização e o tamanho ideais de diferentes tecnologias por meio de um plano de longo prazo. A ferramenta considera os recursos de geração distribuída, os sistemas de armazenamento de energia e as linhas como candidatos à expansão. Os resultados do método proposto reduzem o custo de planejamento em comparação com o método que observa apenas o planejamento de longo prazo.

Por outro lado, (Liu, Sioshansi, & Conejo, 2017) propuseram um modelo estocástico linear de várias etapas para otimizar os investimentos em geração, armazenamento e

transmissão para o planejamento de longo prazo. Essa estrutura de múltiplas escalas captura incertezas como mudanças no custo de investimento e combustível e taxas de crescimento da demanda a longo prazo, e incertezas relacionadas à demanda de horária e à disponibilidade de geração renovável. O algoritmo *progressive hedging* é aplicado para decompor o modelo por cenários, reduzindo o tempo de computação. Um estudo de caso baseado no estado do Texas foi utilizado para demonstrar o modelo e seus benefícios quanto à representação detalhada dos períodos operacionais na tomada de decisões de investimento.

Recentemente, (Luz, Moura, & Almeida, 2018) apresentaram um modelo multiobjetivo de expansão considerando a minimização do custo total, maximização da geração no pico de carga e maximização da contribuição de fontes renováveis não hidrelétricas. A introdução dos objetivos relativos ao pico de carga e à geração renovável não-hidrelétrica leva a um aumento da geração de energia solar. Os resultados mostram que a energia solar é a principal fonte renovável em 2030, devido à sua capacidade de atender ao pico de demanda, uma vez que curva diária coincide com o período de pico de carga.

No mesmo ano, (Maluenda, Negrete-Pincetic, Olivares, & Lorca, 2018) propôs um modelo de programação estocástica para o planejamento da expansão que considera dias representativos com resolução horária e incerteza das vazões, onde podem ser capturados detalhes operacionais de alta resolução. O algoritmo *progressive hedging* é aplicado para decompor o problema. Além disso, cenários de longo prazo na escala plurianual são incluídos para obter planos de investimento que gerem operações confiáveis sob condições extremas, como redução da entrada de água devido a mudanças climáticas. Experimentos computacionais em um sistema de energia real mostram que o uso de dias representativos supera significativamente os blocos de carga. Os resultados também ilustram os impactos de considerar cenários extremos de longo prazo nos planos de investimento obtidos.

Além das questões relativas à inserção e fonte renováveis não controláveis no sistema, quando avaliamos as mudanças que serão induzidas no setor elétrico mundial com a crescente inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), muitas discussões também vêm sendo travadas acerca das implicações e adaptações que serão necessárias ao planejamento, aos modelos de mercado e arcabouços normativo-regulatórios atualmente vigentes, de modo a potencializar e otimizar os benefícios sistêmicos desta disrupção. De acordo com (EPE, 2018), pela perspectiva do planejamento, o principal impacto com a adoção dos RED está relacionado à adição de outra fonte de incerteza para o planejamento da expansão do sistema energético. Parte destas incertezas é explicada pelo dinamismo na evolução dos preços de equipamentos de

GD e armazenamento, resultando em desafios para a previsão de sua competitividade e ritmo de adoção como alternativas de suprimento de energia aos consumidores finais. No entanto, a adoção dessas tecnologias ocorrerá não apenas devido aos ganhos econômicos diretos para o consumidor, mas por preferências sociais e individuais que às vezes extrapolam a racionalidade econômica clássica. Ou seja, fatores socioculturais e comportamentais fazem parte do processo decisório e, por isso mesmo, tornam mais complexas as ferramentas para lidar com as incertezas nas projeções de avanço dos RED.

Existem algumas alternativas para que os RED sejam incluídos nos modelos de planejamento. Atualmente, a maneira mais comum de inclusão é através de modelos exógenos aos modelos de otimização da expansão. Pode-se, por exemplo, definir separadamente as projeções de geração distribuída, eficiência energética e veículos elétricos, e os resultados, em termos de energia, são abatidos ou somados na projeção de carga, que então é inserida no modelo de expansão. Por outro lado, pode ser pensado em modelar esses recursos endogenamente, sendo tratados como mais uma opção no modelo para a minimização do custo total de suprimento.

Os modelos exógenos têm a vantagem de serem de mais fácil implementação. No entanto, os resultados costumam ser limitados a indicar tendências de inserção de uma tecnologia, que nem sempre refletem o ótimo sistêmico. Modelos endógenos podem indicar oportunidades ou ineficiências em certas áreas, e os resultados serviriam de subsídio para orientar ações que visem maior eficiência na expansão dos RED. Cabe destacar que a incorporação dos RED de maneira endógena aos modelos de expansão requer grande detalhamento, com a representação espacial, valoração de externalidades, entre outros, de forma a representar adequadamente os RED. Caso contrário, o resultado pode ficar enviesado (EPE, 2018).

Nesse sentido, pesquisas recentes realizadas sobre o comportamento dos sistemas elétricos quanto a inserção das tecnologias de armazenamento, redes inteligentes e mecanismos de resposta da demanda, vêm contribuindo para o avanço nas discussões sobre o tema e apresentando diferentes maneiras de modelagem dessas tecnologias. Como exemplo, (Haas, et al., 2017), apresentam uma revisão com uma ampla classificação de soluções aplicadas ao planejamento da expansão de tecnologias de armazenamento, onde são analisadas cerca de 90 publicações para identificar tendências e desafios. As tendências descobertas mostram que apenas nos últimos cinco anos, esforços crescentes de pesquisa foram colocados no tópico. O planejamento evoluiu de critérios de adequação para metas mais amplas, como custos diretos,

mitigação de emissões de CO2 e integração renovável. Como desafios, relatam que a grande diversidade de sistemas de armazenamento de energia (SAE), em contraste com as tecnologias de geração convencionais, e as complexas funções de vida útil e eficiência precisam ser abordadas nos modelos. Além disso, destacam a importância de se ter uma alta resolução temporal e espacial nos modelos, a qual permitirá dimensionar o desafio de integrar as energias renováveis e o papel dos SAE.

Uma estrutura de avaliação robusta para a aplicação de tecnologias de redes inteligentes (*smart grids*) no planejamento de expansão de geração com incertezas é apresentada por (Han & Yan, 2016). Considerando a disponibilidade de tecnologias de redes inteligentes, incluindo principalmente a resposta da demanda, um modelo determinístico de otimização robusta subjacente a um plano de investimento é projetado como o problema de planejamento de geração original que minimiza o custo e as emissões, sujeita às restrições do plano básico e as incertezas da demanda de carga prevista e a disponibilidade de novas tecnologias. A solução ideal de planejamento de geração obtida pode mostrar o impacto das tecnologias de redes inteligentes no cronograma de investimentos sob as piores incertezas.

Em complemento às pesquisas relacionadas aos recursos energéticos distribuídos, (Muller & Falcão, 2019) apresentaram uma metodologia que utiliza um conjunto de sistemas de inferências nebulosas para processar informações obtidas de uma pesquisa abrangente da literatura técnica e do conhecimento de especialistas para avaliar o impacto da resposta da demanda na demanda de longo prazo do planejamento de expansão e demanda de eletricidade no sistema elétrico brasileiro interconectado. Os resultados do estudo de caso indicam um impacto considerável da resposta à demanda no sistema brasileiro e podem desempenhar um papel decisivo na expansão da geração, atrasando e evitando a construção de novas usinas.

Adicionalmente, um desafio nos mercados de eletricidade nos quais há desverticalização dos ativos consiste em coordenar os planejamentos de geração, transmissão e distribuição para atendimento dos requisitos de segurança e confiabilidade do sistema elétrico ao menor custo possível. Enquanto ainda é relativamente pequena a inserção de RED no sistema elétrico brasileiro, predomina o foco na articulação entre o planejamento da geração e da transmissão como forma de viabilizar uma expansão/transição ótima. No entanto, a possibilidade de ampla e acelerada difusão dos RED potencialmente altera e torna mais complexa a dinâmica de planejamento do sistema elétrico, atribuindo às redes de distribuição um papel também altamente relevante (EPE, 2018).

A coleta de informações para o planejamento e as ferramentas de modelagem deve permitir a representação granular dos recursos. Isso porque a representação muito agregada dos recursos pode não capturar os benefícios e limitações das FR e dos RED. A maior resolução dos modelos já é um passo na direção de capturar melhor o valor desses recursos energéticos em relação à energia e a capacidade fornecidas ao sistema. No entanto, há serviços ancilares que também podem ser fornecidos de forma distribuída e que precisam ser precificados de maneira adequada e incorporados nos modelos. Cada vez mais se tornam necessárias ferramentas de planejamento de expansão da geração para melhor auxiliar os órgãos reguladores, planejadores de sistemas e analistas, para que possam criar estruturas e regulamentos de mercado estáveis e de longo prazo. Isso requer o desenvolvimento de modelos de PEG totalmente integrados, capazes de combinar ambos, a dimensão de curto prazo da operação da geração e a dimensão de longo prazo do processo de investimento.

4. MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO COM AVALIAÇÃO HORÁRIA

No contexto apresentado nos capítulos anteriores, o objetivo principal deste trabalho é apresentar um modelo matemático para o planejamento da expansão da geração considerando, além de cenários probabilísticos de afluências, diferentes perfis de geração das fontes não controláveis, incluindo geração eólica, solar e geração distribuída fotovoltaica, que impactam diretamente na carga líquida (CL) horária de cada subsistema. Nesta modelagem são incluídos como candidatos para a expansão alguns dos principais recursos energéticos distribuídos (REDs), tais como as tecnologias de armazenamento (baterias e veículos elétricos), geração distribuída (solar fotovoltaica) e resposta da demanda. Com isso, busca-se obter a expansão ótima do sistema que permita minimizar o custo total de investimento e operação do sistema, inclusive na escala horária, buscando aproximar o planejado da operação real do sistema. Além disso, a partir da avaliação horária, é possível captar os efeitos que os REDs causam na carga líquida.

O Modelo de Planejamento da Expansão com Avaliação Horária (MPEAH) proposto utiliza a abordagem de co-otimização, onde os problemas de investimento e operação são resolvidos juntos. Essa abordagem é bastante utilizada na solução de problemas de otimização relacionados ao planejamento da expansão e operação de sistemas de potência. Tradicionalmente, os modelos de decisão de investimento utilizam variáveis inteiras, caracterizando-se como um problema linear inteiro misto. Entretanto, esta modelagem propõe que as decisões relacionadas às capacidades dos novos empreendimentos sejam modeladas através de variáveis contínuas. Esse processo é interessante para demonstrar qual seria a potência mínima necessária para se obter a melhor configuração possível. O problema de considerar uma variável contínua para modelar a capacidade seria a ocorrência de micro ou grandes expansões de uma mesma tecnologia durante um curto período de tempo no horizonte de planejamento. Para evitar estas situações, foram adotadas restrições de expansão de capacidade para diferentes fontes, permitindo o acréscimo limitado da potência instalada de uma determinada tecnologia em cada ano do horizonte de expansão.

A operação do sistema é realizada com discretizações mensal e horária. Na operação mensal, as maiores preocupações são o atendimento a carga e a realização adequada do balanço hídrico dos reservatórios. Já na operação em escala horária, são utilizadas curvas de carga líquida típicas, onde as características da geração das fontes não despacháveis (FNDs) podem ser capturadas, bem como podem ser avaliados os custos operacionais horários para o

atendimento a carga líquida, especialmente aqueles provenientes das gerações térmicas e de eventuais REDs.

4.1. Representação das Incertezas

Neste trabalho, os cenários de incerteza são tratados através da associação de probabilidades de ocorrência destes cenários. O resultado obtido através da solução do problema é a definição de uma expansão única que minimiza o valor esperado dos custos associados a estes cenários. Dessa forma, permite-se considerar a estocasticidade na hidrologia e nas curvas de carga líquida. Assim como (Gandelman D. A., 2015), o tratamento dos cenários é feito pela solução do equivalente determinístico, como será descrito adiante na modelagem matemática do problema. Com isso, tem-se uma árvore de decisão como a apresentada na Figura 13, onde para cada cenário *n* de incerteza da hidrologia, tem-se *m* cenários de incerteza de curva de carga líquida.

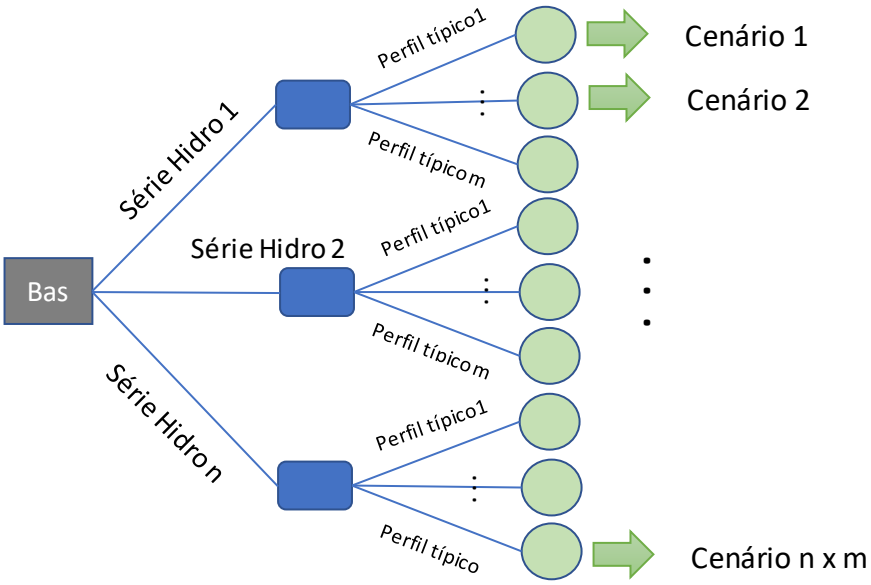


Figura 13 – Árvore de cenários para simulação

Essa abordagem permite que o modelo de expansão decida pelos melhores investimentos a partir de uma árvore de cenários de simulação da operação, de forma a minimizar os custos totais da soma ponderada dessas parcelas. Importante ressaltar que, quanto mais variáveis aleatórias forem consideradas, maior será o número de cenários considerados e,

consequentemente, maior o esforço computacional necessário para sua resolução do problema do planejamento da expansão da geração.

4.1.1 Cenários de Afluências

A modelagem proposta não restringe o número de cenários hidrológicos a serem considerados, podendo ser utilizada a quantidade que se julgar necessária para a representação da estocasticidade dessa variável aleatória. Entretanto, ao ser definido um número grande de cenários, o custo computacional cresce exponencialmente, ainda mais considerando o horizonte do estudo de planejamento da expansão e a complexidade da introdução de uma avaliação horária, que aumentam significativamente o número de variáveis de decisão. Assim, o número de cenários hidrológicos considerados nesta modelagem foi estabelecido como 3 (três), escolhidos a partir dos cenários de contribuição energética das hidrelétricas resultantes da simulação com séries históricas.

Na simulação com séries históricas utilizando o programa NEWAVE (CEPEL, 2009), cada cenário é composto por *S* séries históricas anuais justapostas, sendo *A* o horizonte de simulação e os cenários são obtidos deslocando o ano inicial, como ilustrado na Figura 14.

Série Hidro 1	1931	1932	...	1942
Série Hidro 1	1932	1933	...	1943
.		.		
.		.		
.		.		
Série Hidro 75	2006	2007	...	2017

Figura 14 – Formação dos cenários de 12 anos a partir das séries históricas

Importante ressaltar que ainda que as séries apresentem uma superposição dos anos hidrológicos em diferentes cenários, cada um deles têm resultados diferentes, devido à mudança da série hidrológica inicial. A escolha dos cenários que melhor representam, de forma aproximada, o conjunto de séries hidrológicas históricas é feita a partir de um processo de clusterização *K-Means* da energia natural afluente (ENA), ou contribuição energética, dessas séries. O processo de agrupamento busca as séries que possam representar o comportamento aproximado de todo o histórico de vazões, lhes atribuindo pesos. A distribuição da contribuição energética das séries e a escolha das séries a serem utilizadas no modelo de planejamento da

expansão são ilustrados na Figura 15, com a opção de um cluster que representasse as 5% piores séries.

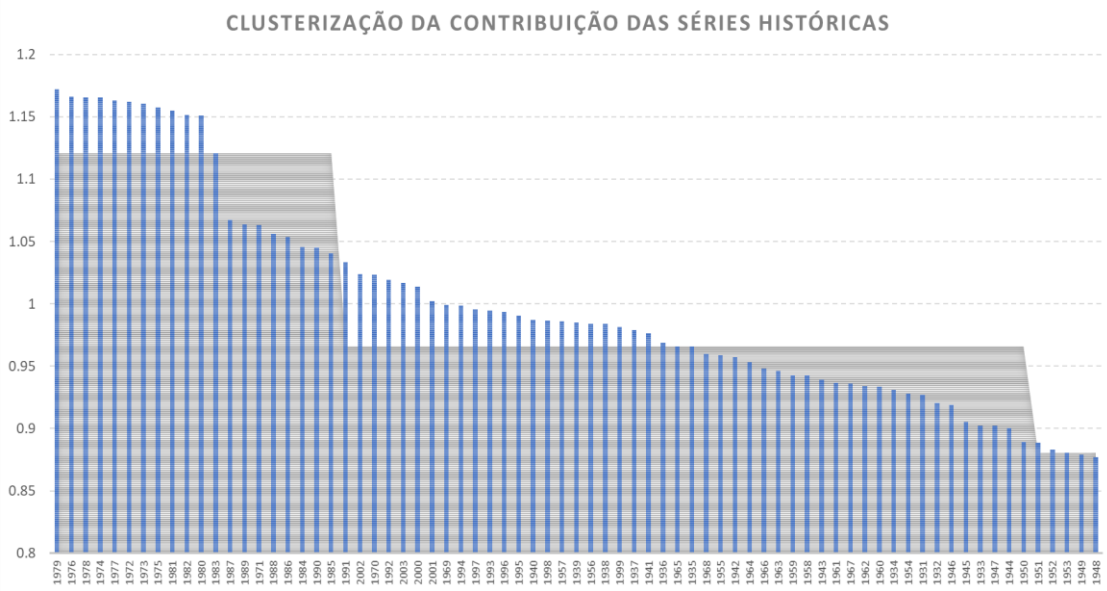


Figura 15 – Clusterização a partir da distribuição das ENAs das séries históricas de vazão afluente

4.1.2 Representação das Curvas de Carga Líquida

De forma a melhorar a representação da contribuição energética das fontes renováveis, especialmente das fontes eólica e solar, a simulação da operação na etapa de planejamento deve ser realizada em escala horária. Entretanto, no planejamento da expansão a geração, a incerteza relacionada a geração dessas fontes, que variam sua produção em vários instantes do dia e que apresentam comportamentos mensais distintos, pode resultar em um número de cenários muito elevado, inviabilizando a execução do problema. Para isso, a adoção de perfis típicos se apresenta com uma alternativa interessante para o tratamento desse problema. De forma a representar os perfis típicos de demanda bruta e da geração das fontes não controláveis, optou-se pela utilização da técnica de clusterização *Fuzzy C-Means* (Prahastono, King, Ozveren, & Bradley, 2008), pois essa técnica possui boa aplicabilidade para obtenção de padrões em séries cronológicas, que é o caso das curvas de carga e geração. A Figura 16 apresenta o fluxograma do processo de obtenção e tratamento desses perfis.

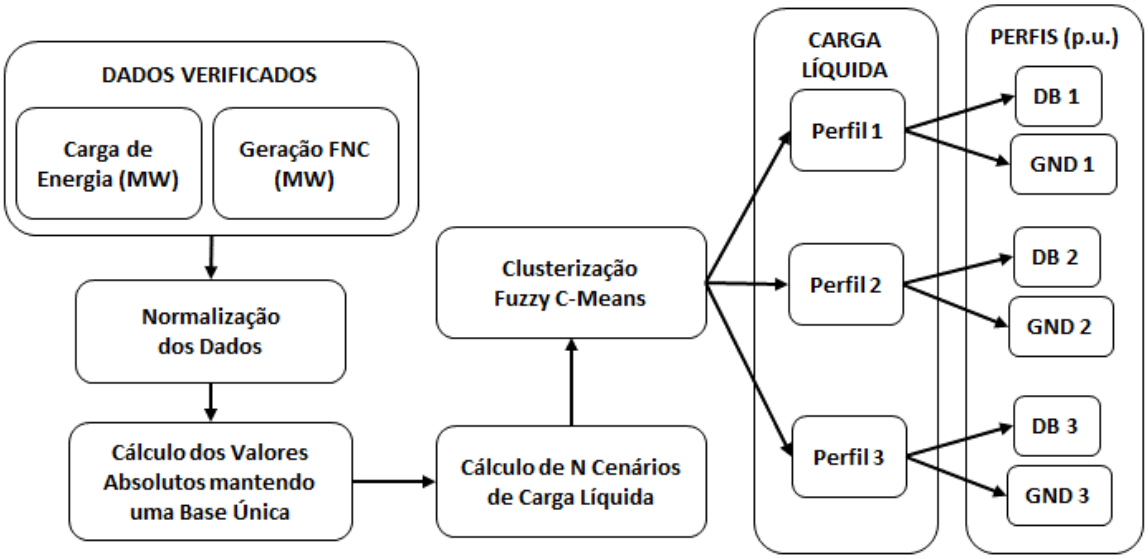


Figura 16 - Fluxograma para definição dos perfis típicos

A primeira etapa consiste na normalização dos dados verificados de geração e carga em função das suas respectivas médias mensais. Na sequência, multiplica-se esses valores por uma demanda/potência pré-definida para que os dados de carga/geração permaneçam na mesma base em todo o histórico. A partir desses valores absolutos, calcula-se carga líquida (CL) através da subtração entre a demanda bruta horária (DB) e a geração das fontes não despacháveis em base horária (GND), combinando todos os cenários N de demanda e M de geração possíveis, para todas as horas H, resultando em:

$$CL_h = DB_{h,n} - GND_{h,m} \quad \forall h \in H, m \in M, n \in N \tag{4.1}$$

A sazonalidade mensal e as características horárias da DB e da GND são preservadas no cálculo da carga líquida, onde as distribuições são modeladas para cada mês, mantendo o acoplamento temporal em escala horária. Com os cenários obtidos de CL, por subsistema, utiliza-se o processo de clusterização para agrupar os dados e determinar três curvas típicas, com pesos resultantes associados, que melhor representam o comportamento da carga líquida em cada mês. Para cada padrão encontrado é feita a decomposição da curva para identificar quais os componentes que resultaram nesse perfil, ou seja, são identificados os perfis de DB e geração eólica, solar fotovoltaica centralizada e distribuída, normalizados pela média, que moldaram a curva líquida final. Com esses padrões permite-se que, caso decida-se pela expansão das FNDs, a geração resultante dessas usinas altere a curva de CL. Além de incorporar os efeitos das FNDs, o problema do planejamento da expansão da geração permitirá que os recursos energéticos distribuídos tenham seus atributos sistêmicos valorados de forma correta.

4.2. Função Objetivo do Problema

A modelagem matemática proposta nesse estudo considera uma função constituída por três parcelas: o custo de investimento (fixo, em parcelas mensais durante todo o período de planejamento); o custo variável de operação e manutenção (O&M); e as penalidades por déficit de energia e de capacidade.

A função objetivo do problema (4.2) é dada pela minimização do valor esperado da soma dos custos de investimentos e operação do sistema, trazidos a valor presente, sendo o primeiro relacionado aos novos projetos de geração e tecnologias indicados para a expansão *I* e o segundo associado aos custos para operar o parque de tecnologias existentes e futuras, em escala mensal *COM* e horária *COH*, considerando diferentes cenários hidrológicos *S* com probabilidade associada *PS*, ao longo de todo o horizonte de simulação $\mathbb{T}$:

$$FO = \text{Min} \sum_{t \in \mathbb{T}} \frac{1}{(1+i)^t} \cdot \left(I_t + \sum_{s \in S} \left(COM_{t,s} + COH_{t,s} \right) \cdot PS_s \right) \tag{4.2}$$

No Brasil, o financiamento da maior parte da expansão do parque gerador é suportado através de contratos de longo prazo para o fornecimento de energia. Nestes contratos a energia é contratada de 20 a 30 anos, dependendo da fonte. O custo de investimento (*CAPEX*) foi dividido em parcelas mensais, que inclui também os custos de *O&M*, encargos, e remuneração do custo de capital, inclusive o custo durante a construção. Esta abordagem de parcelamento mensal do custo fixo resolve o problema da amortização do custo total em um período além do considerado no planejamento. A formulação para definição do custo fixo, em R$/MW/mês, é demonstrada em (4.3), onde *i* é a taxa de desconto e *n* é o período de vida útil da tecnologia, em meses:

$$X = CAPEX. \left[\frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] + (O\&M_{anual} + Encargos_{anual}). \left[\frac{i \times (1+i)^{12}}{(1+i)^{12} - 1} \right] \tag{4.3}$$

A soma dos custos de investimento da expansão dos projetos de geração e da expansão de capacidade das linhas de transmissão representa o valor de I_t, conforme (4.4). Dados um conjunto de projetos candidatos *P* e de linha de transmissão passíveis de construção *L*, o custo mensal de investimento dos projetos X_p e da transmissão X_t considera os custos fixos de investimento e O&M. Nessas parcelas mensais estão incluídos os custos de investimento dos

equipamentos, construção, implantação e demais custos, que incluem aquisição de terreno, licenciamento, conexão na rede, etc, além do custo de capital, conforme apresentado em (4.3). O produto entre esses custos mensais e a capacidade instalada indicada de geração c_p e de transmissão c_l, fornecem os custos totais de investimento, conforme (4.4).

$$I_t = \sum_{p \in P} c_{p,t} X_p + \sum_{l \in L} c_{l,t} X_l \tag{4.4}$$

O custo de operação no problema é dado pela soma do custo da geração térmica, tanto de usinas existentes como de usinas térmicas novas, e da penalidade por ocasionais déficit de energia no atendimento da carga. As equações (4.5) e (4.6) referem-se ao custo de operação mensal $COM_{t,s}$ e horário $COH_{t,s}$. No caso de usinas termelétricas, o custo variável unitário (CVU) está relacionado ao custo de operação dessas usinas. Como a geração hidroelétrica e das renováveis possuem *CVU* nulo, a parcela referente ao *COM* contempla a soma do produto entre a geração termelétrica g^M e o *CVU*, tanto para o conjunto de usinas existentes T^E como para usinas indicativas T^N, além dos eventuais custos de déficit, onde CP^{def} é o custo em R$/MWh e *r* a demanda não atendida, em MW. Para *COH*, considera-se a soma dos custos de todos os cenários de demanda líquida *C*, ponderados por *WC*, conforme probabilidade de ocorrência de tais cenários. Cada cenário é composto pela soma dos custos de operação de cada hora do dia em *H*, divididos pelo número de horas do dia e multiplicados pelo total de horas do mês n_t. O custo total de cada hora é semelhante à representação mensal, considerando os custos de geração termelétrica horária g^H de existentes e de novas usinas, custo de déficit horário e da resposta da demanda (RD) $CP^{RD} z^H$, onde CP^{RD} é preço pago ao ofertante da *RD* e z^H a potência ofertada. Os custos mensais de operação *COM* são apurados até o início do horizonte de expansão, onde $t \epsilon \{1..MinExpA\}$. Nos meses seguintes, a avaliação dos custos horários de operação COM passa a ser incorporada, para todo $t \epsilon \{MinExpA..\mathbb{T}\}$.

$$COM_{t,s} = \left(\sum_{u \in T^E} CVU_u g^M_{u,t,s} + \sum_{v \in T^N} CVU_v g^M_{j,t,s} + CP^{def} r_{t,s} \right) n_t \tag{4.5}$$

$$CHO_{t,s} = \sum_{c \in C} \sum_{k \in K} \left(\left[\begin{array}{c} \sum_{u \in T^E} CVU_u g^H_{u,t,s,c,k} + \\ \sum_{v \in T^N} CVU_v g^H_{v,t,s,c,k} + \\ CVU^{RD} z^H_{t,s,c,k} + CP^{def} r_{t,s,c,k} \end{array} \right] \cdot WC_c \right) n_t / 24 \tag{4.6}$$

4.3. Restrições do Problema

4.3.1 Representação das Tecnologias Candidatas à Expansão

Na modelagem das tecnologias candidatas a expansão, não é possível desinvestir numa decisão feita ao longo do horizonte, uma vez que uma usina construída não poderia ser retirada do sistema antes do final da sua vida útil. As restrições de investimento (4.7) e (4.8) asseguram que a variável associada à capacidade de cada projeto *cp,t* em um dado instante de tempo seja maior ou igual ao instante imediatamente anterior, a partir da data mínima de expansão *MinExpA*. Adicionalmente, restrições de limites mínimo e máximo de capacidade instalada podem proporcionar uma diversificação da matriz, funcionando como um definidor de política energética:

$$c_{p,t} = 0 \quad \forall\, \boldsymbol{p \epsilon P}, \forall\, \boldsymbol{t \epsilon}\{\mathbf{1}..\boldsymbol{MinExpA}\} \tag{4.7}$$

$$c_{p,t} \geq c_{p,t-1} \quad \forall\, \boldsymbol{p \epsilon P}, \forall\, \boldsymbol{t \epsilon}\{\boldsymbol{MinExpA}..\mathbb{T}\} \tag{4.8}$$

4.3.2 Atendimento à Demanda Mensal

A equação (4.9) mostra o balanço energético para atendimento a demanda de energia mensal d_t^b de cada subsistema. O somatório da geração hidroelétrica de cada barra *B* é definido pelo produto da produtibilidade hidrelétrica ρ_i^b pela vazão turbinada $q_{i,t,s}^b$ de cada usina hidrelétrica. Além disso, são somadas as gerações termoelétricas existentes e novas, $g_{u,t,s}^{M^b}$ e $g_{v,t,s}^{M^b}$ respectivamente, das fontes renováveis $g_{j,t,s}^b$, dos recursos energéticos distribuídos $z_{t,s}^{M^b}$, do intercâmbio $f_{b,t,s}^b$ recebido ou enviado e da possibilidade de déficit $r_{t,s}^b$. A soma de todas essas parcelas deve ser maior ou igual à carga de energia d_t^b, para todas as barras *B*, todos os cenários de vazão *S* e todo o horizonte de simulação $\mathbb{T}$.

$$\left(\begin{array}{c} \sum_{u\,\epsilon\,T^E} g_{u,t,s}^{M^b} + \sum_{i\,\epsilon\,H} \rho_{i,}^b q_{i,t,s}^b + \sum_{j\,\epsilon\,R} g_{j,t,s}^b + \\ \sum_{v\,\epsilon\,T^N} g_{v,t,s}^{M^b} - \sum_{b\,\epsilon\,B} f_{b,t,s}^b + z_{t,s}^{M^b} + r_{t,s}^b \end{array} \right) = d_t^b \tag{4.9}$$

$$\forall\, \boldsymbol{b \epsilon B}, \forall\, \boldsymbol{s \epsilon S}, \forall\, \boldsymbol{t \epsilon} \mathbb{T}$$

4.3.3 Hidroelétricas

Como a modelagem é aplicada a sistemas hidrotérmicos, as restrições referentes aos recursos hídricos precisam ser representadas. Essas restrições se fazem presentes para cada uma das usinas *H*, tais como as equações de balanço hídrico (4.10) e as restrições de volume mínimo $\underline{\mathrm{V}}_{\mathrm{j,t}}$ e máximo $\overline{\mathrm{V}}_{\mathrm{i,t}}$ (4.13), vazão mínima $\underline{\mathrm{Q}}_{\mathrm{i,t}}$ e máxima $\overline{\mathrm{Q}}_{\mathrm{i,t}}$ (4.12) e turbinamento máximo $\overline{\mathrm{G}}_{\mathrm{i,t}}$ (4.11), com $\rho_{i,t}^{b}$ representando o fator de produtibilidade da usina. Na equação (4.10), o volume $v_{i,t,s}$ decidido para cada reservatório, em cada período, guarda uma relação com o período imediatamente anterior, caracterizando o acoplamento temporal presente na equação de balanço hídrico, onde $a_{i,t,s}$ é a vazão incremental, $q_{i,t,s}$ a vazão turbinada, $w_{i,t,s}$ a vazão vertida e *M(i)* o conjunto de usinas à montante. Além disso, também é respeitada a configuração do sistema hidroelétrico e seu acoplamento hidráulico, onde estão inseridas tanto usinas com reservatório para regulação como plantas a fio d'água. Nesta formulação, o armazenamento do reservatório no início do período seco de cada ano do horizonte de estudo é igual ao final nos 12 meses seguintes, o que significa que o uso da água é limitado à entrada anual e pode ser interpretado como uma solução em estado estacionário para o problema operativo, representada pela equação (4.14). Assim, a incerteza hidrológica pode ser capturada usando um número apropriado de cenários, onde as hidrelétricas precisam manter o mesmo volume ao final de cada período úmido, de forma a preservar a regularização relativa do sistema. Apesar de ser uma premissa forte, a inclusão dessa restrição se justifica para demonstrar os impactos da modelagem horária, onde uma vez mantidas as mesmas condições hidrológicas para cada ano, a contribuição potencial das outras fontes pode ser melhor avaliada.

$$v_{i,t+1,s} = v_{i,t,s} + a_{i,t,s} - q_{i,t,s} - w_{i,t,s} + \sum_{j\,\epsilon\,M(i)} \left(q_{j,t,s} + w_{j,t,s}\right) \tag{4.10}$$

$$\rho_{i,t}^{b} q_{i,t,s}^{b} \leq \overline{\mathrm{G}}_{\mathrm{i,t}} \tag{4.11}$$

$$\underline{\mathrm{Q}}_{\mathrm{i,t}} \leq q_{i,t,s} \leq \overline{\mathrm{Q}}_{\mathrm{i,t}} \tag{4.12}$$

$$\underline{\mathrm{V}}_{\mathrm{j,t}} \leq v_{i,t,s} \leq \overline{\mathrm{V}}_{\mathrm{i,t}} \tag{4.13}$$

$$v_{i,T12,s} = v_{i,0,s} \tag{4.14}$$

$$\forall\ \boldsymbol{i}\boldsymbol{\epsilon}\boldsymbol{H}, \forall\ \boldsymbol{s}\boldsymbol{\epsilon}\boldsymbol{S}, \forall\ \boldsymbol{t}\boldsymbol{\epsilon}\mathbb{T}$$

4.3.4 Termelétricas

As restrições (4.15) e (4.16) definem uma geração mínima, ou inflexibilidade operativa (*inflex*) , para as termelétricas, assim como uma geração máxima, limitada a potência disponível máxima (*fpdisp*), onde $C_{u,t}^{T}$ é a potência instalada da usina e $g_{u,t,s}^{M}$ e $g_{u,t,s,n,k}^{H}$ são as produções mensal e horária, respectivamente, para cada intervalo de tempo avaliado. Ademais, na operação horária também são consideradas as restrições de rampa de subida $\Delta \mathrm{r}_{\mathrm{u}}^{\mathrm{up}}$ e descida $\Delta \mathrm{r}_{\mathrm{u}}^{\mathrm{down}}$, conforme (4.17) e (4.18).

$$C_{u,t}^{T} \cdot inflex_{u,t} \leq g_{u,t,s}^{M} \leq C_{u,t}^{T} \cdot fdisp_{u,t} \tag{4.15}$$

$$C_{u,t}^{T} \cdot inflex_{u,t} \leq g_{u,t,s,n,k}^{H} \leq C_{u,t}^{T} \cdot fdisp_{u,t} \tag{4.16}$$

$$\mathrm{g}_{u,t,s,n,k}^{H} - \mathrm{g}_{u,t,s,n,k-1}^{\mathrm{H}} \leq \Delta \mathrm{r}_{\mathrm{u}}^{\mathrm{up}} \tag{4.17}$$

$$\mathrm{g}_{u,t,s,n,k}^{\mathrm{H}} - \mathrm{g}_{u,t,s,n,k+1}^{\mathrm{H}} \leq \Delta \mathrm{r}_{\mathrm{u}}^{\mathrm{down}} \tag{4.18}$$

$$\forall\, \mathrm{u} \boldsymbol{\epsilon} (\boldsymbol{T^E} \cup \boldsymbol{T^N}), \forall\, \mathrm{n} \boldsymbol{\epsilon C}, \forall\, \boldsymbol{k \epsilon K}, \forall\, \boldsymbol{s \epsilon S}, \forall\, \boldsymbol{t \epsilon} \mathbb{T}$$

4.3.5 Fontes Renováveis

A representação da geração da fontes renováveis $g_{j,t,s}^{b}$ na discretização mensal (4.19) é feita pelo produto entre a capacidade máxima disponível de um determinado recurso, sendo $CRe_{j,t}^{b}$ das unidades exististes e $c_{p,t}^{b}$ das indicativas, com seus respectivos fatores de capacidade mensal *FC*. Esses fatores representam uma expectativa de geração média mensal dessas fontes, com valores que variam de acordo com o mês do ano, ou seja, com uma sazonalidade definida:

$$g_{j,t,s}^{b} = \; CRe_{j,t}^{b} FC_{t}^{b} + c_{p,t}^{b} FC_{p,t}^{b} \;\; \forall\, \boldsymbol{b \epsilon B}, \forall\, \boldsymbol{j \epsilon R}, \forall\, \boldsymbol{t \epsilon} \mathbb{T}, \forall\, \boldsymbol{p \epsilon} \{\boldsymbol{Ren}\} \tag{4.19}$$

4.3.6 Transmissão de Energia

No caso da transmissão de energia, para evitar a introdução de não linearidades no problema, optou-se pela utilização de um modelo de transportes, onde apenas a 1ª Lei de Kirchhoff é observada, aliada à algumas restrições de capacidade, definidas nas equações (4.20) e (4.21). O intercâmbio $f_{e,t,s}^{b}$ entre as barras do conjunto *B* é representado através das restrições dos limites de capacidade de transmissão de cada linha existente $L_{b,e,t}$ e candidata a expansão $c_{l,t}$, para todo conjunto de barras existentes *T* e linhas candidatas *L*. Nesta formulação, apenas

troncos pré-existentes podem ser expandidos, ainda que aqueles comecem o horizonte de simulação com uma capacidade igual a zero.

$$f^{b}_{e,t,s} = -f^{e}_{b,t,s} \quad \forall\, \boldsymbol{b \epsilon B}, \forall\, \boldsymbol{e \epsilon B}, \forall\, \boldsymbol{s \epsilon S}, \forall\, \boldsymbol{t \epsilon} \mathbb{T} \tag{4.20}$$

$$f^{b}_{e,t,s} \leq L_{b,e,t} + c_{l,t} \quad \forall\, \boldsymbol{b \epsilon B}, \forall\, \boldsymbol{e \epsilon B}, \forall\, \boldsymbol{s \epsilon S}, \forall\, \boldsymbol{t \epsilon} \mathbb{T}, \forall\, \boldsymbol{l \epsilon L} \tag{4.21}$$

4.3.7 Atendimento à Demanda Horária

Na avaliação da operação horária, deve-se considerar a equação de atendimento à demanda horária (4.22), com a geração horária das usinas hidrelétricas $g^{H^b}_{i,t,s,n,k}$, termelétricas $g^{H^b}_{u,t,s,n,k}$ e $g^{H^b}_{v,t,s,n,k}$,renováveis $g^{b}_{j,t,s}$, além do intercâmbio $f^{H^b}_{b,t,s,n,k}$, resposta da demanda $z^{H^b}_{t,s,n,k}$, armazenamento de energia $y^{H^b}_{t,s,n,k}$ e déficit $r^{b}_{t,s,n,k}$. Nessa equação estão inseridos os perfis típicos de demanda $PD^{b}_{t,n,k}$ e das renováveis $PR^{b}_{j,t,n,k}$ definidos anteriormente para cada barra do conjunto *B* e meses do conjunto *T*, os quais são multiplicados pelos dados mensais de demanda e da soma da geração das usinas existentes e indicativas, respectivamente.

$$\begin{aligned} \sum_{u\,\epsilon\,T^{E}} g^{H^b}_{u,t,s,n,k} + \sum_{i\,\epsilon\,H} g^{H^b}_{i,t,s,n,k} + \sum_{j\,\epsilon\,R} g^{b}_{j,t,s}\, PR^{b}_{j,t,n,k} \\ + \sum_{v\,\epsilon\,T^{N}} g^{H^b}_{v,t,s,n,k} - \sum_{b\,\epsilon\,B} f^{H^b}_{b,t,s,n,k} \qquad = d^{b}_{t} PD^{b}_{t,n,k} \\ + z^{H^b}_{t,s,n,k} + y^{H^b}_{t,s,n,k} + r^{b}_{t,s,n,k} \\ \forall\, \boldsymbol{b \epsilon B}, \forall\, \boldsymbol{s \epsilon S}, \forall\, \boldsymbol{t \epsilon} \mathbb{T}, \forall\, \boldsymbol{n \epsilon C}, \forall\, \boldsymbol{k \epsilon K} \end{aligned} \tag{4.22}$$

Com relação a geração hidrelétrica horária $g^{H^b}_{i,t,s,n,k}$, a decisão associada à geração mensal de energia de cada hidrelétrica, em função da sua vazão turbinada $q^{b}_{i,t,s}$, é alocada de forma ponderada, por WC_n, nas horas do dia da curva de carga líquida, para cada mês e cenário de vazão, conforme equação (4.23), respeitando as restrições estabelecidas em (4.11), (4.12) e (4.13).

$$\rho^{b}_{i,} q^{b}_{i,t,s} = \frac{\sum_{n\,\epsilon\,C} \sum_{k\,\epsilon\,K} \left(g^{H^b}_{i,t,s,n,k} \cdot WC_n \right)}{24} \quad \forall\, \boldsymbol{i \epsilon H}, \forall\, \boldsymbol{s \epsilon S}, \forall\, \boldsymbol{t \epsilon} \mathbb{T} \tag{4.23}$$

4.3.8 Recursos Energéticos Distribuídos

A modelagem proposta possibilita a avaliação da competitividade de alguns recursos energéticos distribuídos, como as tecnologias de armazenamento, que incluem baterias, veículos elétricos e usinas reversíveis, além da resposta da demanda por incentivos (Muller & Falcão, 2019), a qual permite que consumidores reduzam o seu consumo em momentos de ponta do sistema, em troca de uma compensação. As equações (4.24) a (4.29) representam as restrições desses recursos.

$$a^{y^b}_{t,s,n,k} = a^{y^b}_{t,s,n,k-1} - y^{H^b}_{t,s,n,k} \tag{4.24}$$

$$a^{y^b}_{t,s,n,k} \leq 3 \cdot \overline{c}^{b}_{p,t} \tag{4.25}$$

$$y^{H^b}_{t,s,n,k} \leq \overline{c}^{b}_{p,t} \tag{4.26}$$

$$\sum_{k \epsilon \boldsymbol{K}} z^{H^b}_{t,s,n,k} \leq 4 \cdot 5\% \cdot d^b_t \tag{4.27}$$

$$z^{H^b}_{t,s,n,k} \leq 5\% \cdot d^b_t \tag{4.28}$$

$$z^{M^b}_{t,s} = \frac{\sum_{n\,\epsilon\,C} \sum_{k\,\epsilon\,K} \left(z^{H^b}_{i,t,s,n,k} \cdot WC_k \right)}{24} \tag{4.29}$$

$$\forall\, \boldsymbol{p \epsilon \{Bat\}}, \forall\, \boldsymbol{s \epsilon S}, \forall\, \boldsymbol{t \epsilon} \mathbb{T}, \forall\, n \boldsymbol{\epsilon C}, \forall\, \boldsymbol{k \epsilon K}$$

A variável $c^b_{p,t}$ representa a capacidade instalada decidida pelo modelo para as tecnologias de armazenamento. A equação (4.24) define a equação de balanço de energia desses dispositivos, onde $a^{y^b}_{t,s,n,k}$ é a energia armazenada e $y^{H^b}_{t,s,n,k}$ o fluxo de energia carregada ou descarregada do sistema. Para a resposta da demanda, as equações (4.27) e (4.28) restringem o valor máximo de resposta da demanda $z^{H^b}_{t,s,n,k}$, por hora, em 5% da demanda d^b_t da barra, além da utilização de no máximo 4 horas por dia desse recurso. O montante mensal de energia $z^{M^b}_{t,s}$ que esse RED disponibiliza é definido através de uma ponderação pelos cenários de carga líquida *WC*.

5. AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS E DISCUSSÕES

O presente capítulo ilustra a aplicação da metodologia descrita anteriormente no problema de planejamento da expansão de um caso real. No estudo de caso para verificar a aplicabilidade da metodologia neste tipo de problema, foi utilizada uma base de dados que remete ao sistema elétrico brasileiro, composta por um conjunto de usinas hidrelétricas, termelétricas e renováveis existentes, subsistemas (representados por barras) e linhas de transmissão existentes. Além disso, uma pesquisa foi realizada para a definição de projetos e tecnologias candidatas à expansão desse sistema, de forma a avaliar a competitividade das mesmas e o modo que interferem na operação do sistema.

O Modelo de Planejamento da Expansão com Avaliação Horária (MPEAH) foi implementado usando linguagem de programação Julia e o solver CPLEX® da IBM® (IBM, 2020). A Julia é uma linguagem dinâmica de programação de alto nível que permite ao usuário escrever modelos matemáticos de programação e otimização de forma próxima à notação algébrica, com grande performance para aplicações que exigem grande computação numérica (Bezanson, Edelman, Karpinski, & Shah, 2017). O CPLEX®, por outro lado, é uma coleção de solucionadores de otimização de alto desempenho integrados, sofisticados e robustos para resolver problemas lineares em larga escala, problemas inteiros mistos, problemas quadráticos, problemas quadráticos inteiros mistos e problemas quadráticos com restrição quadrática. Todas as simulações apresentadas nesta dissertação foram realizadas em um notebook Windows, com um processador Intel(R) Core(TM) i5-8250U de 1,80 GHz e 8 GB de RAM (*Random Access Memory)* . A Figura 17 mostra um fluxograma do algoritmo desenvolvido e implementado em Julia. A parte inicial do modelo lê todos os parâmetros de simulação de planilhas do Excel e de arquivos base do modelo NEWAVE, e prossegue para resolver o problema do PEG. As soluções encontradas e outros dados de saída são finalmente exportados para planilhas do Excel para pós-processamento, análise e plotagem. Os dados de entrada para o modelo e os dados de saída do modelo são:

A) <u>Dados de entrada:</u>

- ***Parâmetros gerais (tabela A.1):***
  - Ano e mês inicial de estudo
  - Duração do estudo
  - Número de perfis típicos.
  - Fator de ponderação (probabilidade) dos perfis típicos.

- Número de séries de vazão.
- Fator de ponderação (probabilidade) das séries de vazão.
- Custo de déficit
- Penalidade por violação e vazão mínima
- Taxa de desconto
- Número de horas do mês
- Número de tipos de tecnologias candidatas

- ***Dados técnicos de geração:***
  - Tipos de tecnologia de geração termelétrica.
  - Tipos de tecnologia de geração renovável.
  - Fatores de geração mensal de renováveis
  - Tipos de tecnologia de RED.
  - Capacidade de produção de energia de cada tipo de tecnologia de geração.
  - Limites de potência (geração mínima e potência máxima).
  - Capacidade de rampa para cima e para baixo de termelétricas.
  - Características técnicas das tecnologias de armazenamento (energia máxima de carregamento/descarregamento, limites de horas carregamento/descarregamento, nível de energia no final do dia, eficiência de carregamento).
  - Características técnicas do produto resposta da demanda (energia máxima passível e redução, limites de horas de redução).
  - Capacidade das linhas de transmissão existentes

- ***Dados de custos de geração:***
  - Custos fixos de O&M.
  - Custo de Investimento (CAPEX).
  - Custos variáveis de O&M.
  - Custos variáveis unitários (CVU)
  - Tempo de vida útil.

- ***Perfis de típicos de carga líquida:***
  - Perfis de demanda normalizados.
  - Perfis de geração eólica normalizados.
  - Perfis de geração centralizada solar fotovoltaica normalizados.

- Perfis de geração distribuída solar fotovoltaica normalizados.

B) <u>Dados de saída:</u>

- ***Custos, mensal e horário:***
  - Custo de investimento em geração termelétrica.
  - Custo de investimento em geração renovável.
  - Custo de investimento em tecnologias de armazenamento.
  - Custo de operação de geração termelétrica.
  - Custo de operação de tecnologias de armazenamento.
  - Custo de operação da resposta da demanda.
  - Custos de total de déficit.
  - Custo marginal de operação (CMO)
  - Custo total do sistema.

- ***Operação de sistema, mensal e horária:***
  - Produção de geração termelétrica, por usina.
  - Produção de geração hidrelétrica, por usina.
  - Produção de geração renovável, por barra.
  - Carga/Descarga de tecnologias de armazenamento, por barra.
  - Oferta de resposta da demanda, por barra.
  - Intercâmbio entre barras

- ***Expansão do sistema:***
  - Capacidade de geração expandida, por tecnologia candidata.
  - Capacidade de tecnologia de armazenamento indicada na expansão
  - Oferta máxima de resposta da demanda indicada na expansão
  - Capacidade de linhas de transmissão expandidas
  - Cronologia de expansão

- ***Solução do modelo:***
  - Tempo da solução.
  - Status da solução.
  - Valor da Função Objetivo

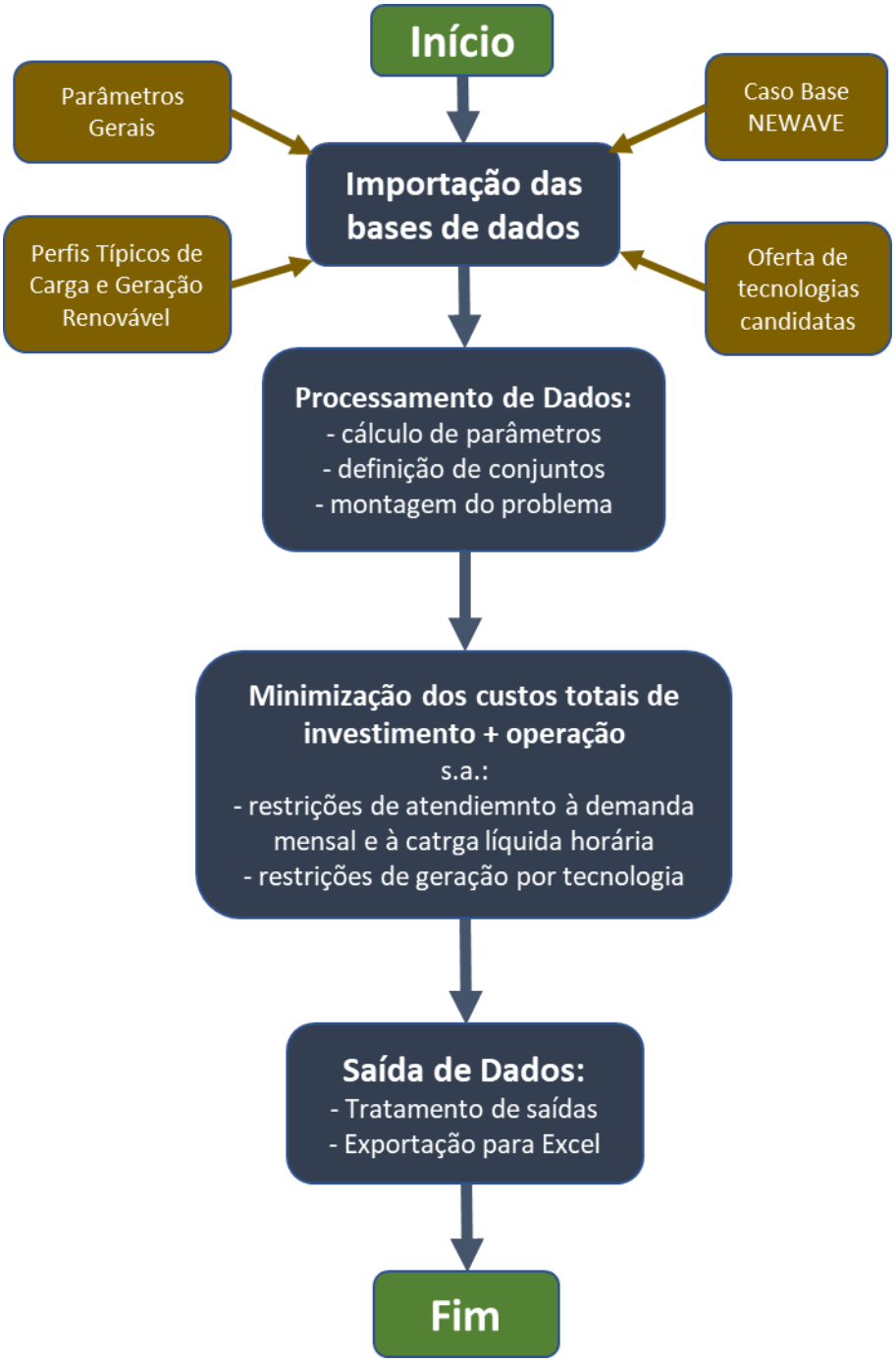


Figura 17 - Fluxograma do algoritmo do modelo MPEAH implementado em Julia

5.1. Características Gerais do Sistema

Os dados utilizados refletem a configuração energética do sistema elétrico brasileiro baseados nas informações obtidas do deck do Plano de Expansão Fictício para o ano de 2027, que foi baseado na configuração inicial no deck de referência do Plano Decenal de Expansão (PDE 2027), disponibilizado no site da Empresa de Pesquisa Energética, (EPE, 2018), onde foram desconsideradas eventuais expansões indicativas contidas no plano original.

O mercado de energia, ou demanda requerida, é apresentado para cada um dos subsistemas que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN). No caso estudado, estes são divididos em 9 subsistemas, a saber: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte, Itaipu, AC/RO, Manaus/Macapá, T. Pires/Tapajós e B. Monte, conforme pode-se observar na Figura 18. Além disso, também são obtidos os limites de intercâmbio entre os subsistemas.

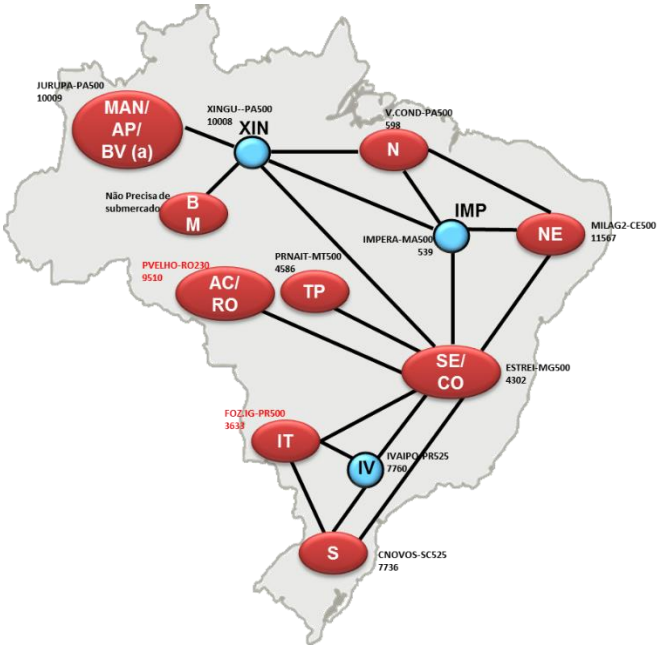


Figura 18 - Conexões entre subsistemas do SIN

A Tabela resume a configuração do sistema existente do caso base, onde são definidos os números de unidades geradoras por tecnologia e seu tipo de modelagem.

Tabela 2 - Configuração do sistema existente

Tipo de tecnologia	Quantidade	Unidade
Hidrelétricas	265	usina
Termelétricas	154	usina
Eólicas	4	subsistema
Solar	2	subsistema
Biomassa	3	subsistema
GD	4	subsistema

Para simulação da operação das hidrelétricas e representação das condições hidrológicas das vazões afluentes dos rios, foram utilizadas 3 séries hidrológicas, definidas a

partir de um processo de clusterização *k-means* da contribuição energética das 87 séries históricas (verificadas). O processo de agrupamento busca as séries que possam representar o comportamento de todo o histórico de vazões, lhes atribuindo pesos. Essa abordagem permite que o modelo de expansão decida pelos melhores investimentos a partir de uma árvore de cenários de simulação da operação, de forma a minimizar os custos totais da soma ponderada dessas parcelas.

5.2. Definição dos Perfis Típicos de Carga e Geração

Para determinar as curvas de cargas líquidas típicas, foram utilizados dados históricos do quatro submercados do SIN de janeiro de 2006 a dezembro de 2015. No caso da geração das fontes renováveis, cada uma delas possui diferentes considerações para definição do perfil de geração. A biomassa e as pequenas centrais hidrelétricas foram consideradas com perfil de geração constante, em função das suas restrições de balanço térmico e ausência de reservatórios para regularização, respectivamente. No caso da solar fotovoltaica, os perfis horários foram estimados a partir de simulação no software SAM (Blair, et al., 2018). Por fim, as curvas de geração eólica foram definidas para os subsistemas do Nordeste e Sul a partir de dados verificados de geração de usinas existentes. Assim, foram calculados os *N* cenários de curvas de carga líquida que, após o processo de clusterização, resultaram na definição de 3 perfis típicos de curva de carga líquida por mês e região.

Quando é comparada a demanda bruta (DB) com a carga líquida (CL), observam-se importantes alterações nos perfis de carga, como pode ser observado na Figura 19.

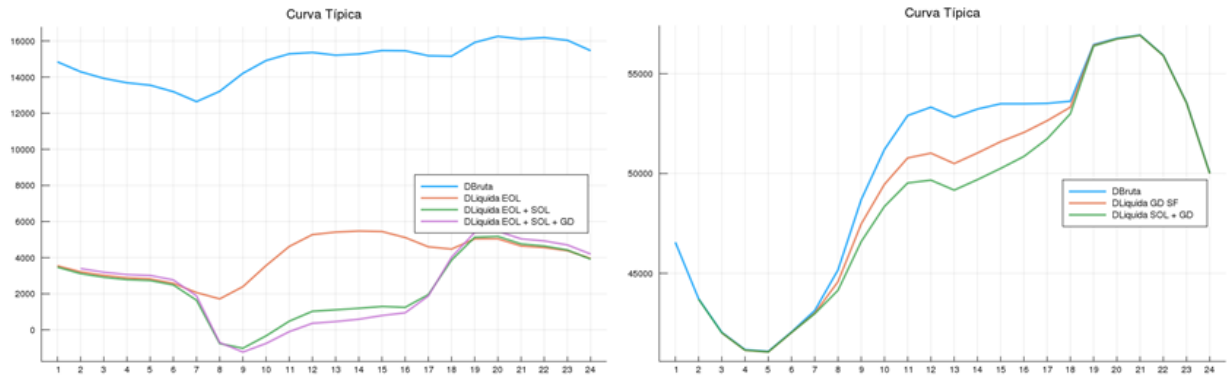


Figura 19 - Perfis Típicos: Subsistema Nordeste e Subsistema Sudeste/C. Oeste

No subsistema Nordeste, por exemplo, a mudança no formato da curva de CL com a introdução somente da fonte eólica é caracterizada por alterações das rampas de carga no início da manhã e no início do horário de ponta (18h), instantes aos quais a geração eólica ou a falta repentina dela causam alterações perceptíveis na curva de DB padrão. Por outro lado, quando

é adicionada a geração solar fotovoltaica neste mesmo subsistema, o efeito observado na curva de carga líquida é de uma rampa negativa acentuada no período da manhã, quando a geração solar aumenta gradativamente sua intensidade, e uma rampa positiva abrupta no fim da tarde, no mesmo instante em que o sol se põe e a produção fotovoltaica se reduz. Do ponto de vista do subsistema Sudeste/C. Oeste, a fonte solar é a principal responsável pela alteração no perfil de carga líquida. Entretanto, verifica-se que em termos absolutos, a geração desta fonte é muita pequena quando comparada com a carga média deste subsistema, provocando alterações, ainda que existentes, muito pequenas na demanda líquida.

5.3. Características das Tecnologias Candidatas

As tecnologias candidatas a atender os requisitos sistêmicos do planejamento da expansão da geração, bem como seus custos mensais de investimento, em MR$/kW/mês, e de operação (CVU), em RS/MWh, associados, estão descritos na Tabela 1. São explicitados os valores para térmicas a gás natural a ciclo aberto (GNCA), gás natural a ciclo combinado (GNCC), usinas solares fotovoltaica (SOL), usinas eólicas (EOL), pequenas centrais hidrelétricas (PCH), usinas térmicas à biomassa (BIO), produto resposta da demanda (RD) e tecnologias de armazenamento (BAT).

Tabela 3 - Tecnologias Candidatas à expansão

Projeto	GNCA	GNCC	SOL	EOL	PCH	BIO	RD	BAT
Custo Fixo (MR$/MW/mês)	55,4	68,4	48,9	66,7	87,5	53,8	2,5	45,0
CVU (R$/MWh)	350	150	0	0	0	0	550	0
Vida Útil (anos)	25	25	25	25	25	25	20	10

Tabela 4 - Fator de capacidade das fontes renováveis candidatas à expansão

TEC.	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SOL	24%	26%	25%	24%	25%	25%	22%	25%	25%	24%	25%	25%
EOL	38%	38%	32%	36%	44%	51%	55%	60%	60%	54%	49%	41%
PCH	55%	56%	60%	59%	53%	48%	42%	35%	33%	34%	44%	55%
BIO	3%	2%	5%	23%	44%	50%	53%	58%	49%	47%	36%	19%

Adicionalmente, existe a possibilidade de o modelo optar por colocar uma fonte em um determinado subsistema em função do seu custo benefício sistêmico e econômico, mas a mesma não poder ser utilizada em outro subsistema por conta de limitações na capacidade das linhas de transmissão existentes. Para oferecer ao modelo que decida se vale ou não expandir uma linha para esse fim, o MPEAH permite que linhas existentes possam ser expandidas, ao custo definido na

Tabela **5**. Cabe ressaltar que o sentido do circuito nesse caso é indiferente, onde caso se decida expandir um circuito automaticamente os dois sentidos de fluxo contemplarão a nova capacidade de transmissão. Por fim, um dos parâmetros mais importantes que precisa ser definido é o custo do déficit, ou custo para o não atendimento à demanda. Para essa simulação, considerou-se um valor de 4.600 R$/MWh para o custo de déficit do sistema, tanto mensal como horário.

Tabela 5 - Custos de investimento de ampliação de interligações

De	Para	Custo (MR$/kW/mês)
1	2	12
1	3	18
1	12	21
3	4	18

5.4. Estudos de Caso

5.4.1 Características das Simulações

Para ilustrar a aplicabilidade da metodologia e validar o Modelo de Planejamento da Expansão com Avaliação Horária (MPEAH) desenvolvido, foram definidos 4 diferentes casos aplicados ao problema de planejamento da expansão da geração e transmissão, com distintas premissas estabelecidas previamente, conforme a seguir:

- **Caso 1**: modelagem tradicional utilizada nos problemas de planejamento da expansão, denominado aqui como MTPE com a operação do sistema realizada em escala mensal, representação da carga através de patamares/blocos, desconsideração de qualquer operação horária e sem restrições de expansão das fontes.

- **Caso 2:** MPEAH, com a inclusão de uma avaliação da operação horária, uso de curvas de carga líquida típicas e sem restrições de expansão das fontes convencionais e renováveis.
- **Caso 3:** MPEAH com premissas do Caso 2 e definição de limites de capacidade incremental mínima e máxima de cada tecnologia no sistema, com a função de definir um plano de expansão que contemple todas as fontes.
- **Caso 4**: MPEAH com premissas do Caso 3, estabelecendo que apenas as fontes renováveis e os recursos energéticos distribuídos podem ser escolhidos para agregar energia nova ao sistema, caracterizando-se como uma expansão 100% renovável.

A Tabela 6 mostra uma comparação entre os casos descritos acima em termos do número de variáveis e restrições de decisão relacionadas à geração, atendimento à demanda e investimento. Mesmo com um conjunto reduzido de tecnologias candidatas à expansão, o modelo MPEAH envolve um número muito grande de variáveis de decisão e restrições, com um número maior em mais de 10 vezes quando comparado ao modelo tradicional MTPE do Caso 1. Com a formulação linear proposta, ainda que o número de variáveis de decisão e restrições seja grande, o esforço computacional necessário não se torna proibitivo, ao contrário de formulações inteiras ou inteiras mistas, que dificultam e encarecem, em termos de tempo, a solução do problema.

Tabela 6 - Comparação do tamanho dos casos

Tamanho Problema	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Número de variáveis de decisão	763.488	9.967.248	9.967.248	9.967.248
Número de restrições	685.607	11.112.550	11.142.863	11.142.863

5.4.2 Resultados e Discussões

Ao longo de muitos anos, o planejamento tradicional da expansão da geração foi baseado no uso de representações simplificadas da demanda de energia, onde eram adotados os patamares/blocos de carga, por exemplo, e na operação do sistema, com a consideração de poucas restrições de geração. Ainda hoje, muitos modelos de PEG e softwares comerciais ainda os utilizam. Essas ferramentas são usualmente utilizadas por governos, reguladores, planejadores de sistemas e analistas, entre outros, ao avaliar a expansão da capacidade dos seus sistemas de energia e as estruturas e regulação dos mercados implementados. Ao não considerar

a relevância da representação da operação horária, com a cronologia da demanda líquida e seu impacto na operação do sistema, costuma resultar em exercícios e análises de planejamento que não capturam exatamente a realidade dos sistemas de energia que estão sendo planejados, podendo levar a sistemas com possível falta de flexibilidade e desenhos de políticas energéticas instáveis. Os resultados obtidos usando um modelo de planejamento de expansão de geração tradicional (MTPE) e o modelo de PEG proposto (MPEAH) são comparados neste estudo de caso, a fim de avaliar as implicações econômicas e operacionais de se ignorar a representação detalhada da curva de carga, das fontes renováveis e dos recursos energéticos distribuídos, além das características de flexibilidade das fontes convencionais de geração. As seguintes suposições foram feitas para este estudo de caso:

Os 4 casos descritos na sessão anterior foram simulados considerando as mesmas condições iniciais de volume de reservatórios das hidrelétricas e da configuração geral das usinas e linhas de transmissão existentes. A Tabela 7 resume os principais resultados obtidos em relação a função objetivo do problema, que representa o valor esperado da soma dos custos de investimento e operação do sistema, na simulação de todos os cenários disponíveis:

Tabela 7 - Resultados das simulações

		Custo (MM R$)		
Caso	Modelo Utilizado	Investimento	Operação	Total
C1	MTPE	590	212.373	**212.962**
C2	MPEAH	1.252	226.807	**228.059**
C3	MPEAH	763	229.146	**229.908**
C4	MPEAH	800	261.565	**262.366**

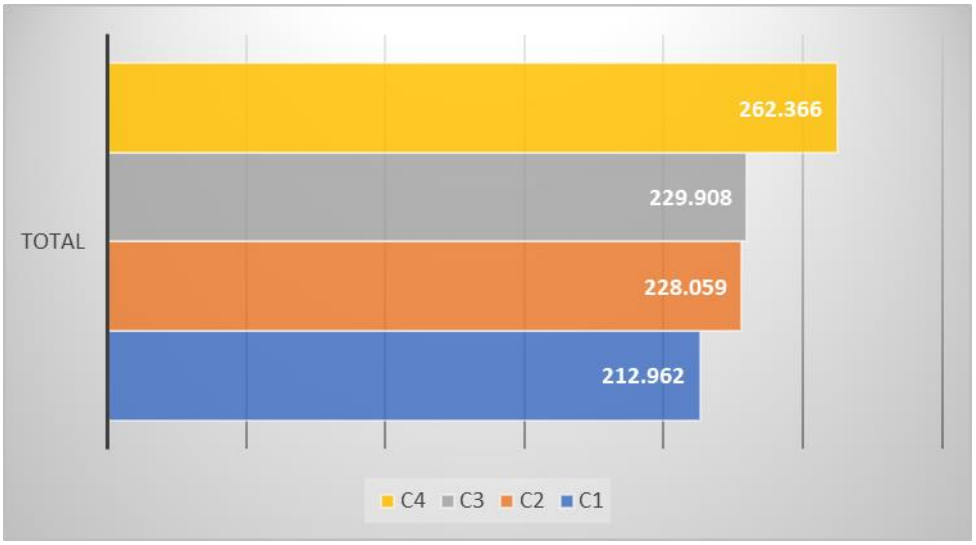


Figura 20 - Comparação dos custos totais dos casos simulados

Através da análise dos resultados do gráfico da Figura 20, observa-se que o caso simulado que apresenta o menor custo total de investimento e operação é a alternativa C1, com avaliação da operação estritamente mensal utilizando o MTPE, cujo valor total de R$212,96 bilhões. Por outro lado, é interessante notar que ao ser incluída a avaliação horária no problema do planejamento da expansão, conforme os casos C2, C3 e C4, o custo total aumenta em 7,1%, 8,0% e 23,2%, respetivamente, em relação ao observado na simulação considerando uma escala temporal mensal. Esses resultados indicam ainda que o aumento do custo total reflete o acréscimo de capacidade instalada requerida nos casos com avaliação horária, bem como uma diferente política de operação mensal conforme a disponibilidade de recursos para o atendimento de energia, e também em relação ao atendimento dos requisitos de capacidade e flexibilidade operativa, normalmente vistos apenas na etapa da operação de curto prazo ou numa avaliação horária.

Com relação aos investimentos em geração e novas tecnologias, a Figura 21 destaca os montantes de capacidade instalada acumulada indicados em cada um dos casos simulados, considerando os 12 anos de simulação, sendo que os 5 anos iniciais possuem uma restrição que impossibilita a realização de investimentos nesse período. Verifica-se que o *mix* de fontes entre os casos varia consideravelmente, o que reflete as diferentes modelagens, operação do sistema e políticas energéticas adotadas.

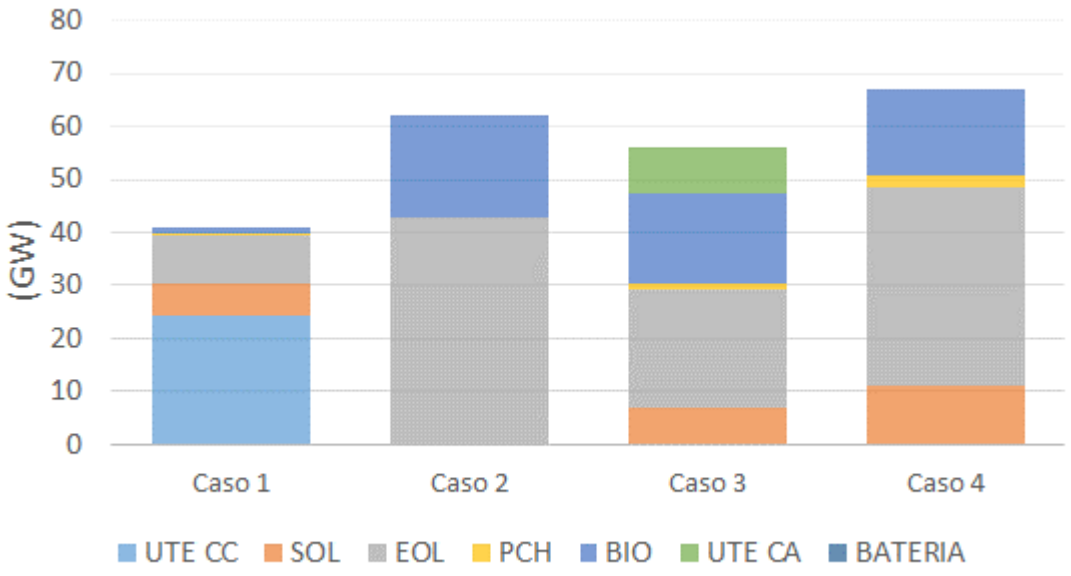


Figura 21 – Expansão de Capacidade Instalada por fonte

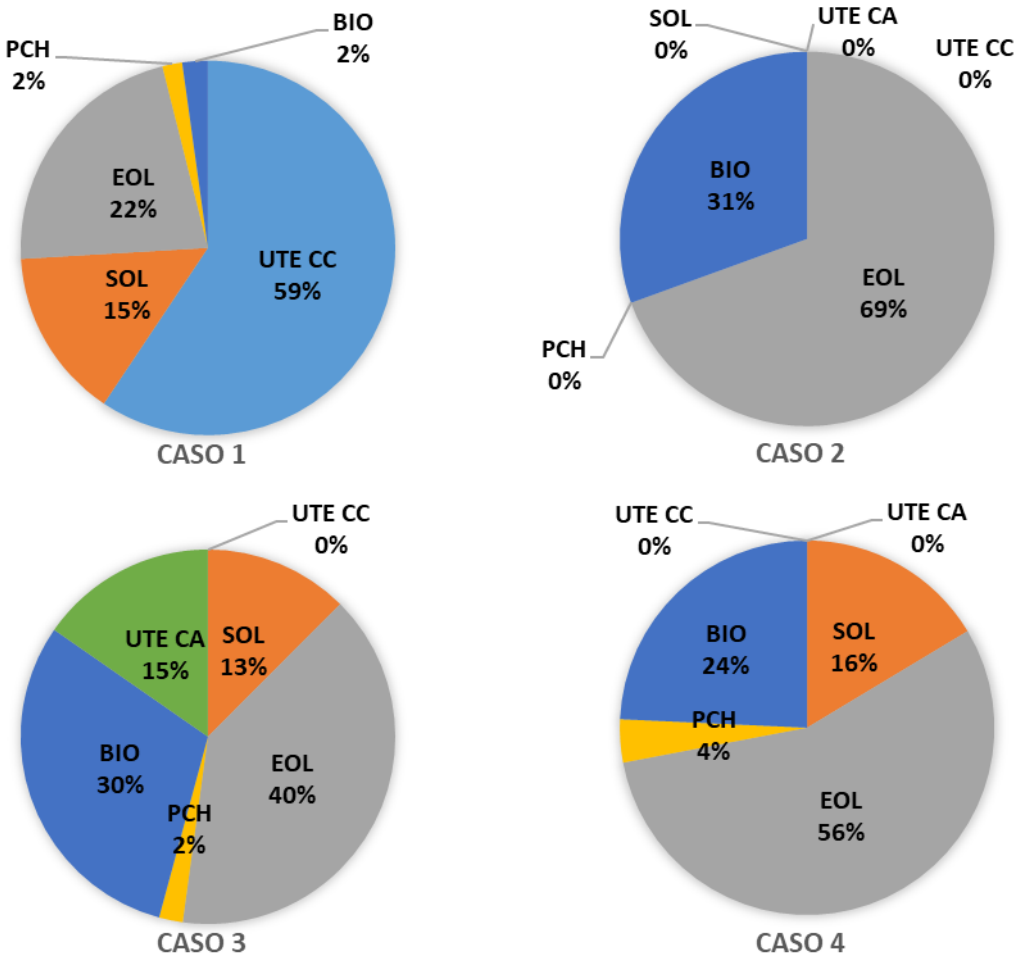


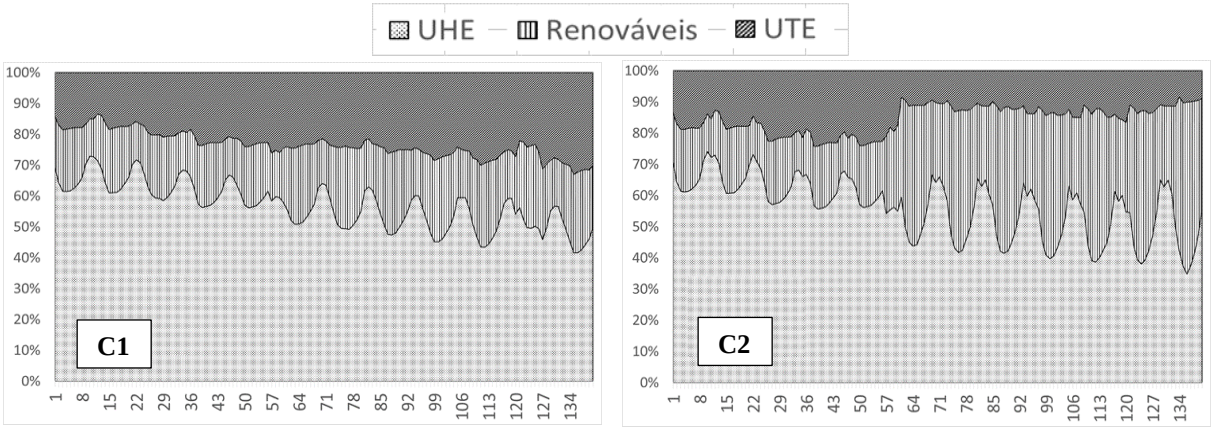
Figura 22 - Participação percentual das fontes na expansão do sistema

O caso C1, apenas com operação mensal, resulta numa grande expansão com termelétricas a ciclo combinado (UTE CC), além de um certo montante de renováveis, como observado na Figura 22. Como nesse caso avalia-se apenas a energia mensal que a fonte pode fornecer, o modelo optou pelas termelétricas para fornecer energia firme e substituir térmicas mais caras que estavam em operação, preferindo não escolher grandes montantes de renováveis em função do seu baixo fator de capacidade. Em contrapartida observa-se que os casos com operação com maior detalhamento temporal, ou seja, o C2, C3 e C4, possuem uma maior indicação de fontes renováveis para compor a expansão do parque de geração, com grande destaque para as fontes eólica e biomassa. Esses dois recursos energéticos atuam de forma complementar, pois enquanto que a biomassa é despachada na base, de forma constante e com custo de operação nulo, diminuindo assim o custo de operação total, as eólicas possuem baixo custo de investimento e razoável fator de capacidade (cerca de 47%), contribuindo tanto com energia no horizonte mensal como com os demais requisitos operação horária, ainda que com certas restrições, pois sua produção depende do regime de ventos. Entretanto, essas restrições

são minimizadas no sistema brasileiro em função do efeito portfólio dessas usinas, que estão ou podem ser alocadas em diferentes regiões com regime de vento distintos, e que atuam de forma complementar, permitindo uma produção total mais estável e com maior previsibilidade. No sistema elétrico brasileiro, essa situação reflete as características do Nordeste do país, onde esta região, representada no modelo como um subsistema, possui regimes de ventos distintos conforme sub-região ou estados. Sendo assim, os perfis de produção eólica adotados nesse estudo para o subsistema Nordeste incorporam esse efeito portfólio.

A política de operação do sistema para cada um dos casos simulados pode ser vista na Figura 23, com a participação de cada uma das fontes no total de energia gerada para atendimento de 100% da demanda mensal do sistema.

Ao serem verificados tanto os resultados da expansão da geração na Figura 22 como os da operação na Figura 23, pode ser percebido que no caso C2 há um certo desequilíbrio entre as fontes, com grande aumento de apenas dois recursos a partir do início do horizonte de expansão. Por outro lado, os casos C3 e C4 possuem uma combinação de fontes mais exequível, muito em função das restrições de política energética, com um custo total bem próximo ao caso C2, sendo apenas 0,8% superior a esse. Isso mostra que a adoção de políticas energéticas pode direcionar a indicação de distintas fontes, diversificando a matriz energética e incentivando as cadeias de produção, sem aumentar sensivelmente os custos. Além disso, podem ser facilmente implementadas em modelo de PEG. Sem entrar detalhadamente no mérito de se adotar ou não esse tipo de política e como implementá-la efetivamente, um ponto que pode ser trazido para a discussão é que esse custo incremental pode, por exemplo, ser avaliado pela sociedade quanto aos benefícios intrínsecos que essa diversificação de fontes pode trazer, como possíveis melhorias em aspectos socioambientais e econômicos.



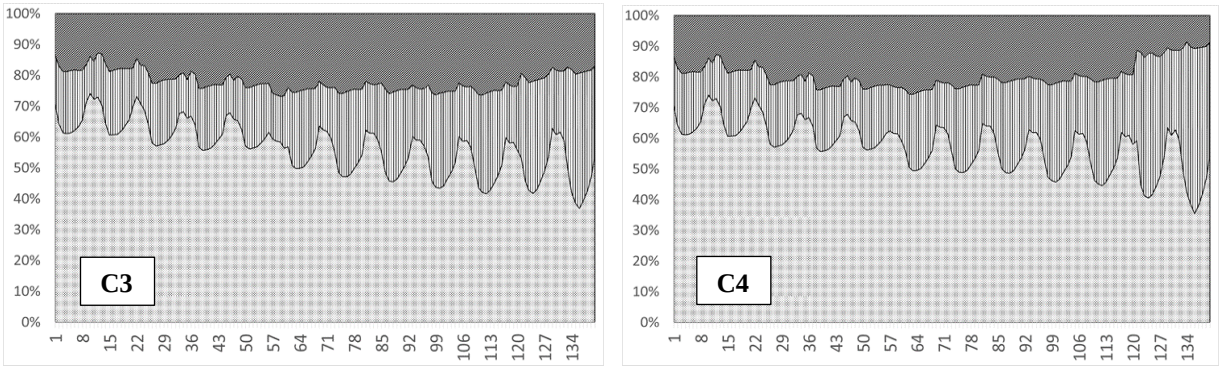


Figura 23 - Participação das fontes no atendimento à demanda mensal

Dando sequência às análises, torna-se interessante uma avaliação da contribuição energética horária das fontes nos dois panoramas que possuem um portfólio mais diversificado de tecnologias escolhidas, ou seja, nos casos C3 e C4. A Figura 24 e a Figura 25 ilustram, para dois períodos diferentes do caso C3, ao longo dos 12 anos de simulação, a participação de cada fonte convencional, renovável e recursos energéticos distribuídos no atendimento da demanda horária.

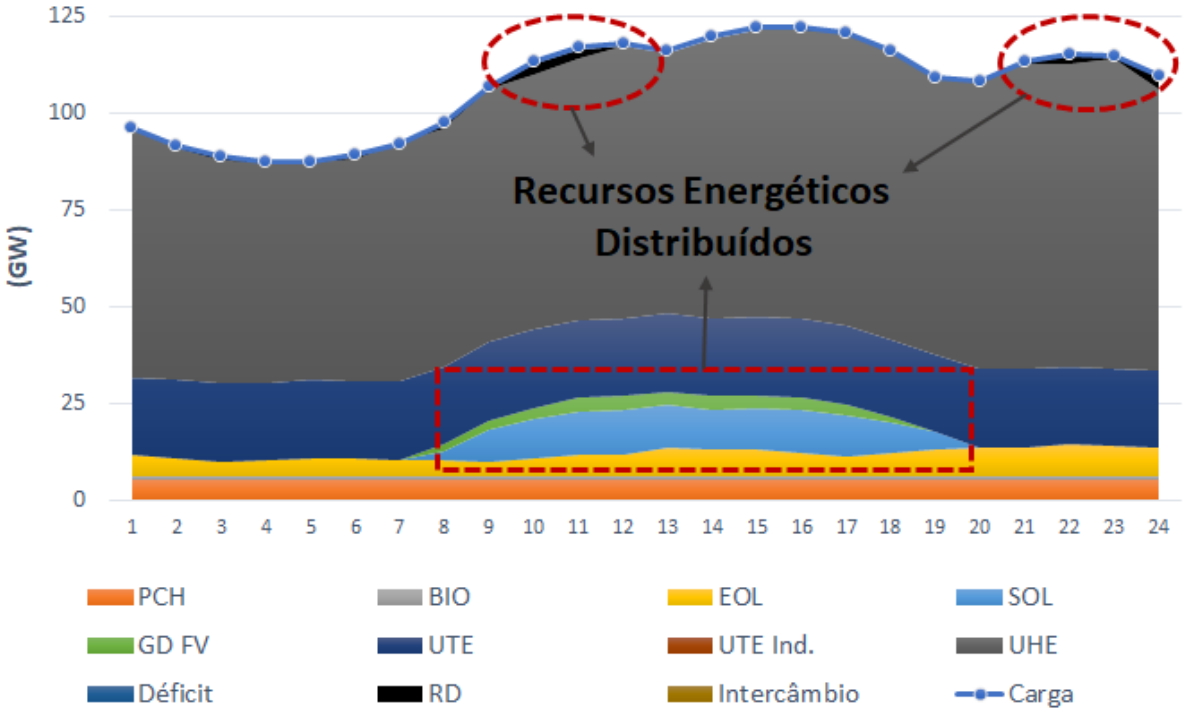


Figura 24 - Atendimento a Demanda Horária - Janeiro

A participação das renováveis e das fontes convencionais, como esperado, muda conforme o período avaliado, em função da capacidade instalada e dos recursos primários

(vento, vazão, radiação solar, etc.) disponíveis nos meses do ano. A hidrelétrica permanece, ao longo de todo o horizonte, como a principal fonte de energia, de atendimento nos momentos de pico do sistema (capacidade) e de flexibilidade operativa para o sistema, podendo aumentar e diminuir sua geração em grande escala em qualquer intervalo entre horas. Esse fato é bem ilustrado pela Figura 24, com energia hidráulica representando mais de 60% nos meses de condições hidrológicas favoráveis, como o mês de janeiro. Por outro lado, as fontes renováveis (eólica e solar fotovoltaica) e geração solar distribuída, apesar de não entregarem sua potência máxima na maior parte do tempo, são responsáveis por fornecer boa parte da energia que o sistema necessita, a custos muito baixos. No mesmo mês de janeiro, em função do verão e da forte irradiação solar, a energia solar contribui com montantes significativos no atendimento à demanda. Em contrapartida, a energia eólica possui uma contribuição mais tímida durante esses meses, com geração abaixo dos meses do período seco, onde os ventos são mais abundantes. Esse fato é interessante pois demonstra a grande complementariedade das fontes renováveis, uma vez que uma fonte compensa a produção da outra em determinados momentos de baixa produção, trazendo menores alterações de nível de geração entre horas (rampas). A Figura 25 representa o atendimento da demanda horária no mês de maio e consegue ilustrar bem essa situação, pois durante o dia a geração solar compensa a baixa da geração eólica, enquanto que no inicio e final do dia, existe uma retomada do recurso eólico e a geração nula do recurso solar.

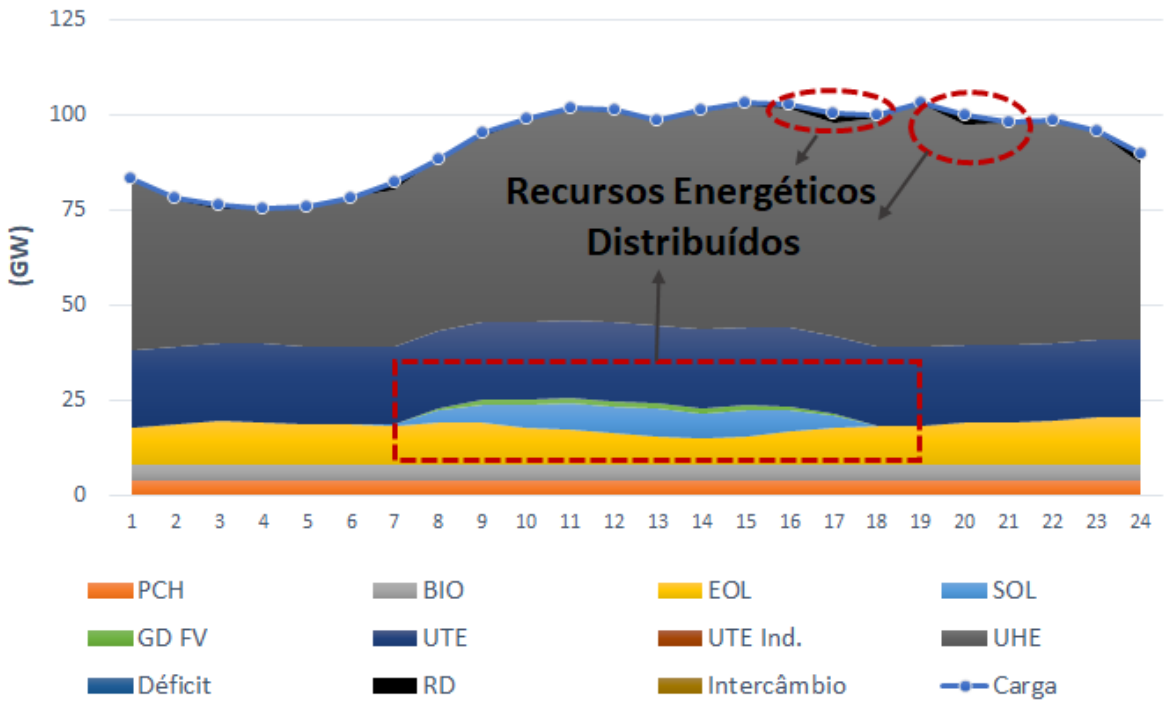


Figura 25 - Atendimento a Demanda Horária - Maio

No caso das usinas termelétricas (UTE), essas costumam atuar de três maneiras em geral. A primeira delas é operando na base do sistema, ou seja, com uma geração mínima definida, uma inflexibilidade de 100% ao longo de todo dia ou a um custo variável de operação muito baixo, que compense despachá-la a plena carga durante todo o tempo. O segundo modo o qual as térmicas podem atuar é quando são escolhidas para fornecer potência para o sistema nos momentos em que as fontes renováveis não conseguem atender a demanda horária, ainda que possuam custos mais elevados de operação. Por fim, as UTE também podem fornecer flexibilidade operativa ao sistema, através do aumento e redução de geração entre horas subsequentes, de forma a acompanhar e atender as rampas de carga líquida.

A geração mínima inflexível e as limitações de rampa das fontes termelétricas são características cruciais para prover flexibilidade ao sistema e permitir ou limitar a capacidade do sistema de acomodar as fontes renováveis de energia. Por exemplo, a geração nuclear é uma tecnologia que possui grande nível de inflexibilidade operativa, ou seja, possui uma geração mínima estável de pelo menos 80% da sua capacidade total de geração. Isso significa que a produção total de uma usina nuclear de 1.250 MW não pode ser inferior a 1.000 MW em cada instante de tempo, neste caso, em cada hora do dia. Isso significa que toda energia renovável que reduz o nível de carga líquida abaixo de 1.000 MW precisaria ser reduzida ou absorvida por uma tecnologia de armazenamento, caso ela exista no sistema. A capacidade de rampa, por outro lado, limita a taxa na qual a geração termelétrica pode modificar sua produção de energia e, portanto, a capacidade de acompanhar a carga líquida. A flexibilidade disponível no modelo MPEAH permite absorver boa parte da energia renovável disponível. As limitações mínimas de geração inflexível e de rampa são os fatores mais relevantes que afetam a utilização de energia renovável disponível.

Além das hidrelétricas e termelétricas, o papel de fornecer flexibilidade e atender a requisitos de capacidade pode também ser ocupado pelos REDs, especificamente pela resposta da demanda, conforme ilustrado na Figura 24 e na Figura 25. Quando a quantidade de horas do mês onde for necessária uma complementação para atendimento a potência for muito pequena, não é interessante investir em novas usinas termelétricas para que essas operem com fator de despacho muito baixo, sendo a resposta da demanda o produto ideal para este fim, com um custo final extremamente competitivo. Nas premissas definidas nesse trabalho, o limite de atuação desse dispositivo foi de no máximo 4h consecutivas.

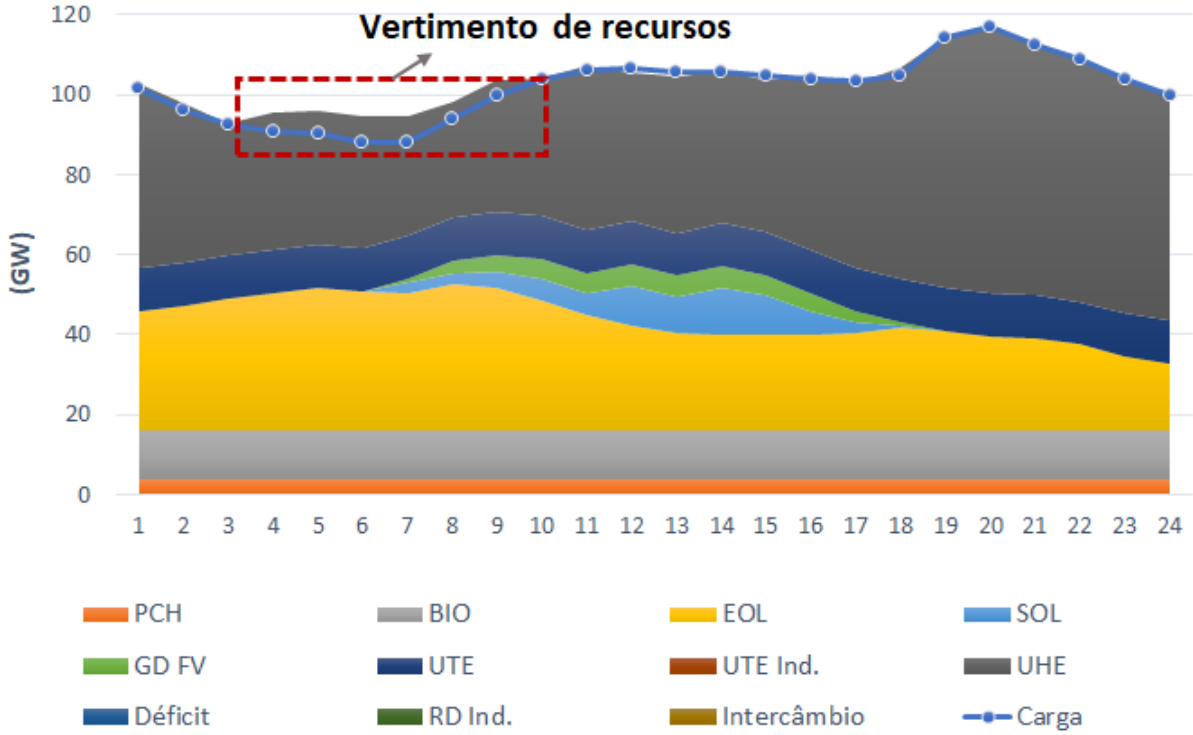


Figura 26 - Exemplo de Excesso de Energia - Setembro

Pode ser destacado também a sinalização do modelo para oportunidades de uso dos recursos energéticos distribuídos destinados ao armazenamento de energia. O gráfico da Figura 26 representa a simulação de um mês de setembro do caso C4, o qual observa-se um excesso de energia do SIN no horário de carga leve, onde essas tecnologias poderiam atuar no sentido de estocar energia para liberação nos horários de maior demanda. Esse excesso pode ocorrer por uma série de fatores, dentre os quais destacam-se a grande contribuição das fontes não-controláveis no Nordeste, onde em determinados momentos do dia, estas fontes conseguem atender por completo a demanda de energia do próprio subsistema, com sobras em determinados momentos, os quais são exportados quando possível. Em algumas situações, o total de geração do subsistema só pode ser escoado parcialmente, devido a uma limitação da capacidade de intercâmbio, provocando vertimentos, ou desperdício, de recursos provenientes das fontes não-controláveis ou mesmo das hidrelétricas e termelétricas, em função das restrições de vazão mínima e geração mínima inflexível, respectivamente.

Importante ressaltar que ainda que o sistema apresente excesso de energia em alguns momentos, em nenhum dos casos foram indicados sistemas de armazenamento para expansão, muito em função da premissa de preço utilizada, que demonstra que essas tecnologias ainda não serão competitivas no horizonte de planejamento (5 a 10 anos).

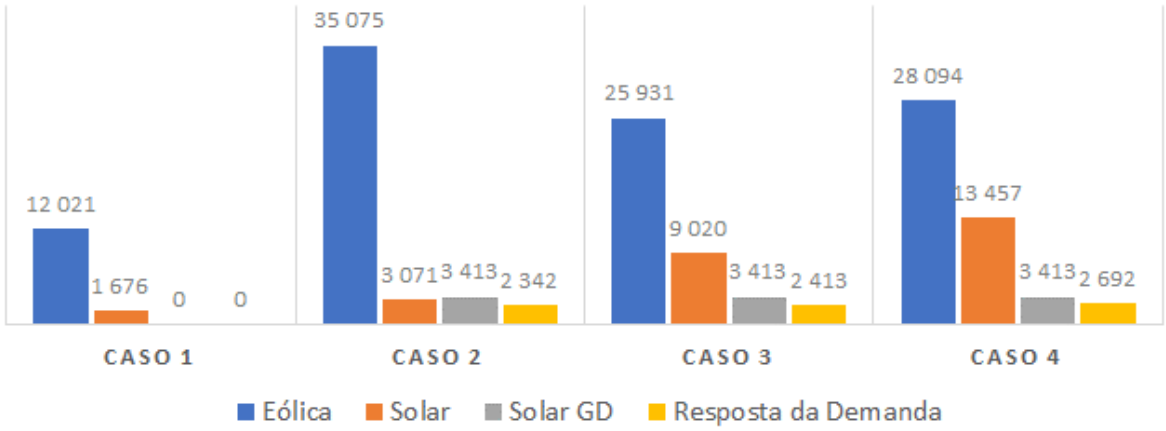


Figura 27 - Contribuição potencial das renováveis e dos REDs

Por fim, a Figura 27 resume a contribuição horária máxima que cada RED pode fornecer ao sistema, em cada um dos casos simulados. Dentre os valores apresentados, dois pontos merecem ser destacados. Primeiro, em relação à fonte eólica, percebe-se grande contribuição dessa tecnologia para atendimento horário, com maior volume no caso C2, onde ocorre um acréscimo bastante relevante dessa fonte na capacidade instalada total do sistema e volume expressivo em C4, onde têm-se restrições quanto à expansão da fonte termelétrica. Cabe ressaltar que esses valores são os máximos ocorridos em determinado instante do dia, não refletindo exatamente os mesmos valores nos demais instantes, sofrendo oscilações do volume de produção hora a hora. O segundo destaque está relacionado ao grande potencial demonstrado pela resposta da demanda para atendimento à ponta. Em todos os casos, esse recurso energético atingiu em um determinado instante a sua capacidade máxima permitida, limitada através da restrição de 5% da carga do próprio subsistema. Isso mostra que esse montante poderia ser maior, caso não houvesse tal restrição, reafirmando todo o potencial do uso desse recurso energético distribuído, reduzindo possíveis expansões e contratações de termelétricas para esse fim, por exemplo.

6. CONCLUSÃO

6.1. Conclusões

Os modelos tradicionais de planejamento de expansão da geração não consideram a cronologia da demanda, tratando a mesma a partir de uma representação por patamares/bloco de carga. Essa modelagem foi válida por muito tempo, principalmente para sistemas de energia com pequenas quantidades de fontes renováveis, pois sua contribuição para o fornecimento de energia não introduzia uma quantidade significativa de variabilidade e incerteza na demanda líquida, e a flexibilidade disponível nesses sistemas, especialmente proveniente das fontes convencionais, foi capaz de lidar com as flutuações introduzidas por esses recursos não-controláveis.

Entretanto, mudanças têm ocorrido na composição da matriz de geração brasileira, notadamente associadas à menor participação hidrelétrica na oferta de energia do sistema. A grande penetração das fontes renováveis não controláveis, principalmente as fontes renováveis eólica, solar e biomassa, além do potencial disruptivo apresentado pelos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) em nível mundial voltam a atenção para a maneira como os sistemas de geração são planejados atualmente e como devem se preparar para o futuro. Nesse sentido, maiores quantidades de flexibilidade passam a ser exigidas do sistema para compensar as flutuações e incertezas criadas pela geração renovável, e para acomodar o mais efetivamente possível a produção de energia desses recursos de geração. A falta de flexibilidade leva à subutilização da energia renovável disponível. Isso se traduz na necessidade de queimar grandes quantidades de combustíveis fósseis para satisfazer a demanda e no aumento das emissões de gases causadores do efeito estufa.

Nessa perspectiva, este trabalho apresentou uma formulação para o planejamento da expansão da geração, considerando, além dos cenários probabilísticos de vazões, diferentes perfis de geração de recursos não despacháveis que impactam a carga líquida horária de cada subsistema. A partir de diferentes cenários de carga líquida é possível identificar quais são os projetos e tecnologias candidatas, incluindo desde fontes renováveis e termelétricas convencionais até recursos energéticos distribuídos, tais como as tecnologias de armazenamento (baterias e veículos elétricos), geração distribuída (solar fotovoltaica) e resposta da demanda. Com isso, busca-se obter a expansão ótima do sistema que permita minimizar o custo total de investimento e operação do sistema, inclusive na escala horária,

buscando atender à demanda de energia, tanto em termos de energia, quanto de capacidade e flexibilidade, além de aproximar o planejado da operação real do sistema. Adicionalmente, a partir da avaliação horária, é possível destacar os efeitos que os REDs causam na carga líquida e seus benefícios.

Foram simulados 4 diferentes casos para estudo e avaliação dos resultados. Os resultados mostram que diferentes projetos e tecnologias candidatas fornecem a solução ideal de expansão para atender à demanda de energia, tanto em termos de capacidade quanto de flexibilidade, conforme as premissas utilizadas nos casos. Nos casos com a operação em escala horária, a expansão que prevalece é aquela com maior número de renováveis, em detrimento das convencionais com combustíveis fosseis. Percebe-se ainda que a modelagem do atendimento horário da demanda torna-se fundamental para avaliar a necessidade das novas características operativas do sistema e identificar a composição ótima da matriz. Com a avaliação horária, pode-se realizar uma melhor gestão dos recursos energéticos centralizados, ou seja, das fontes de energia convencionais e renováveis, bem como os recursos distribuídos, com a geração solar fotovoltaica distribuída e uso da resposta da demanda para atendimento aos horários de ponta do sistema. Além disso, esse tipo de modelagem reflete os custos de maneira mais adequada e permite a melhor valoração dos atributos de cada recurso energético na operação real, inclusive as renováveis e os recursos energéticos distribuídos, que se mostram bastante competitivos e com enorme potencial de expansão no sistema.

6.2. Trabalhos Futuros

Como trabalho futuro, propõe-se a introdução de restrições de transmissão baseadas na primeira e na segunda lei de Kirchhoff e restrições de limite de fluxo nos circuitos, onde são simulados os fluxos de potência ativa linearizados (DC) da transmissão. Além disso, devem ser modelados os possíveis elos DC, que no caso do Brasil, existem em três grandes corredores. Os fluxos nos elos DC são controláveis, e representam-se como variáveis de decisão independentes, dado que o fluxo neles não está sujeito à segunda Lei de Kirchhoff. O aprimoramento da representação da transmissão pode trazer ganhos expressivos ao planejamento da expansão, pois além de alterar expressivamente os montantes de expansão indicados, permite aferir com maior acurácia o carregamento dos principais circuitos do sistema, indicando se esses precisam ou não de expansão.

Uma proposta adicional seria a implementação de restrições de *unit commitment* termelétrico, como tempo mínimo de funcionamento e desligamento e custos de partida, no

modelo aqui proposto, onde são incluídas variáveis inteiras de decisão. O problema passaria a ser do tipo inteiro misto (PLIM), o que aumentaria o esforço computacional. Entretanto, existem diversas técnicas de otimização disponíveis na literatura para se buscar uma solução eficiente para este problema, sendo assim um desafio interessante e plausível. Desta forma, o modelo poderia passar a incorporar de maneira eficiente as restrições comuns a operação e curto prazo, aproximando cada vez mais o planejamento de longo prazo da operação de médio e curto prazo.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. (2010). Resolução Normativa 414/2010.

ANEEL. (2012). Resolução Normativa 482/2012.

ANEEL. (2017). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

ANEEL. (2017). Resolução Normativa 792/2017.

Benders, J. (1962). Partitioning prodedures for solving mixed-variables programming problems. Numerische Mathematik, 238–252.

Bezanson, J., Edelman, A., Karpinski, S., & Shah, V. (2017). Julia: A Fresh Approach to Numerical Computing. SIAM Review, Vol. 59, No. 1, 65-98.

Birge, J. R., & Louveaux, F. (2011). Introduction to Stochastic Programming. Springer, 2th edition.

Blair, N., DiOrio, N., Freeman, J., Gilman, P., Janzou, S., Neises, T., & Wagner, M. (2018). System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5). National Renewable Energy Laboratory. NREL: Golden, CO.

Botterud, A., & Korpås, M. (2007). A stochastic dynamic model for optimal timing of investments in new generation capacity in restructured power systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems 29, pp. 163-17.

Braun, P. A. (2010). integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana. Tese (Doutorado em Programa de Pos-Graduacao em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina.

Campodonico, N. M., Costa, J. P., Gorenstin, B. G., & Pereira, M. V. (1990). A Model for Optimal Energy Expansion in Interconnected Hydrosystems. 10th PSCC.

Campodónico, N., Binato, S., Pereira, M. V., Kelman, R., Tinoco, M., Montoya, F., . . . Mayaki, F. (2003). Expansion Planning of Generation and Interconnections Under Uncertainty.

CEPEL. (2009). Manual do Usuário do Programa NEWAVE, Versão 15. Projeto NEWAVE - Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes. Grupo Eletrobrás.

César, T. C. (Agosto de 2015). Expansão da Geração via Leilões Considerando o Custo Marginal de Operação Obtido Levando em Conta Aversão a Risco. Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio, MSc., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil.

Costa, J. P. (2007). Árvore Reduzida de Cenários para o Planejamento da Operação de Médio Prazo. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado - COPPE/UFRJ.

Dupont, B., Jonghe, C. D., Olmos, L., & Belmans, R. (2014). Demand response with locational dynamic pricing to support the integration of renewables. Energy Policy Vol 37, 344-354.

EcoDebate. (s.d.). https://www.ecodebate.com.br/2018/11/08/projetos-de-grandes-usinas-hidreletricas-subestimam-os-custos-sociais-e-ambientais-indica-estudo/. Fonte: EcoDebate.

EPE. (2007). Plano Nacional de Energia 2030. Brasília.

EPE. (2017). EPE-DEE-RE-028-2017-r0: Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN Considerando Incertezas. Brasília: Ministério de Mnas e Energia.

EPE. (2018). EPE-DEA-NT-016-2018-r0: Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético. Brasília: Ministério de Mnas e Energia.

EPE. (2018). EPE-DEE-RE-52-2018-r1: Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN – Versão PDE 2027. Brasília: Ministério de Mnas e Energia.

EPE. (2018). Plano Decenal de Expansão 2027. Riod e Janeiro: Ministério de Minas e Energia.

EPE. (2018). Recursos Energéticos Distribuídos 2050. NOTA TÉCNICA PR 08/18. Rio de Janeiro.

EPE. (2019). Plano Decenal de Expansão 2029. Brasília: Ministério de Mnas e Energia.

Fortunato, L. A., Neto, T. A., Albuquerque, J. C., & Pereira, M. V. (1990). Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. EDUFF.

Gandelman, D. A. (2015). Uma Metodologia para o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Incertezas. Tese de Doutorado, Rio de Janeiro.

Gandelman, D. A. (2015). Uma Metodologia para o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Incertezas. UFRJ/COPPE, DSc., Programa de Engenharia de Produção. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Goldbarg, M. C., & Luna, H. P. (2005). Otimização Combinatória e Programação Linear, 2ª Edição. Editora Campus.

Gorenstin, B., Campodonico, N., Costa, J., & Pereira., M. (1993). Power system expansion planning under uncertainty. Power Systems, IEEE Transactions on 8, 129 - 136.

Haas, J., Cebulla, F., Nowak, W., Palma-Behnke, R., Rahmann, C., & Mancarella, P. (2017). Challenges and trends of energy storage expansion planning for flexibility provision in low-carbon power systems – a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 80, 603–619.

Han, D., & Yan, Z. (2016). Evaluating the impact of smart grid technologies on generation expansion planning under uncertainties. Internacional Transactions Electrical Energy Systems - 26, pp. 934–951.

Hemmati, R., Saboori, H., & Siano, P. (September de 2017). Coordinated short-term scheduling and long-term expansion planning in microgrids incorporating renewable energy resources and energy storage systems. Energy - Volume 134, pp. 699-708.

IBM. (2020). IBM ILOG CPLEX Optimization Studio. Fonte: https://www.ibm.com/br-pt/products/ilog-cplex-optimization-studio

IEA. (2017). World Energy Outlook.

IPCC. (2011). Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Cambridge, ENGLAND.

Lisboa, M. L., Melo, A. C., Maceira, M. E., Sabóia, C. H., Jusan, F. C., Sagastizabal, C., . . . Sales, P. R. (2003). MELP – Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos. V Congresso Latino – Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade. São Pedro, SP, Brasil.

Liu, Y. M. (2016). Eletricity Capacity Investments and Cost Recovery with Renewables. Degree Doctor of Philosophy in the Graduate School of the Ohio State University.

Liu, Y., Sioshansi, R., & Conejo, A. J. (Abril de 2017). Multistage Stochastic Investment Planning with Multiscale Representation of Uncertainties and Decisions. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 33 , Issue: 1 , Jan. 2018), pp. 781 - 791.

Lumbreras, S., & Ramos, A. (Maio de 2016). The new challenges to transmission expansion planning. Survey of ofrecent practice and literature review. Electric Power Systems Research - Volume 134, pp. 19-29.

Luz, T., Moura, P., & Almeida, A. d. (Janeiro de 2018). Multi-objective power generation expansion planning with high penetration of renewables. Renewable and Sustainable Energy Reviews - Volume 81, Part 2, pp. 2637-2643.

Machado Júnior, Z. S. (Dezembro de 2000). Modelo de Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimentos. COPPE/UFRJ, MSc., Engenharia de Sistemas e Computação. Rio de Janeiro, Brasil.

Maluenda, B. (2017). Expansion Planning Under Long-Term Uncertainty for Hidrotermal Systems with Volatile Resources. Pontificia Universidad Católica de Chile, MSc., Engineering. Santiago de Chile, Chile.

Maluenda, B., Negrete-Pincetic, M., Olivares, D. E., & Lorca, Á. (Dezembro de 2018). Expansion planning under uncertainty for hydrothermal systems with variable resources. International Journal of Electrical Power & Energy Systems - Volume 103, pp. 644-651.

Muller, G. d. (2016). Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado - UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica.

Muller, G., & Falcão, D. (2019). A Fuzzy Knowledge-Based System to Assess the Impact of Demand Response on the Long Term Demand of Electricity: Application to the Brazilian Interconnected Power System. ISGT Latin America.

Nascimento, R. S., & Alves, G. M. (2016). Fontes Alternativas e Renováveis no Brasil: Métodos e Benefícios Ambientais. XX Encontro Latino Americano de Iniciação CIentífica.

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

Pepermans, G. e. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. Energy Policy, 787-798.

Pereira, A. J., & Saraiva, J. T. (2010). A decision support system for generation expansion planning in competitive electricity markets. Electric Power Systems Research, pp. 778–787.

Pereira, M. V., & Pinto, L. (1985). Stochastic optimization of a hydroelectric system: a decomposition approach. Water Resources Research, pp. vol. 21, no. 6.

Pereira, S., Ferreira, P., & Vaz, A. (Março de 2017). Generation expansion planning with high share of renewables of variable output. Applied Energy - Volume 190, pp. 1275-1288.

Pinheiro, S. F., & Trinkenreich, J. (1982). Expansão a Longo Prazo do Sistema Elétrico Usando Programação Linear. XV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, (pp. 243-258). Rio de Janeiro.

Porto, T. O. (1994). Representação de Problemas estocásticos multi-estágios em decomposição: uma aplicação ao planejamento da expansão de sistemas elétricos. Rio de Janeiro: Dissertação de Mestrado-PUC-RIO.

Prahastono, I., King, D., Ozveren, C., & Bradley, D. (2008). Electricity load profile classification using Fuzzy C-Means method. 1-5.

PSR Inc. (2019). Optgen, Manual do Usuário. Rio de Janeiro.

Rocky Mountain Institute. (2016). Electric Vehicles as Distributed Energy Resources.

Sadeghi, H., Rashidinejad, M., & Abdollahi, A. (2017). A comprehensive sequential review study through the generation expansion planning. Renewable and Sustainable Energy Reviews 67, 1369–1394.

Shimelmitza, R., Kuhnb, S., Jelinekb, A., Ronena, A., Clarkb, A., & Weistein-Evrona, M. (2014). 'Fire at will': The emergence of habitual fire use 350,000 years ago. Journal of Human Evolution. Volume 77, 196–203.

Sirikum, J., Techanitisawad, A., & Kachitvichyanukul, V. (2007). A New Efficient GA-Benders' Decomposition Method: For Power Generation Expansion Planning With Emission Controls. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 22 , Issue: 3), 1092 - 1100.

Stoft, S. (2002). Power systems cconomics: Designing markets for electricity. Wiley, New York: IEEE Press.

Tiepolo, G. M., Castagna, A. G., Junior, O. C., & Betini, R. C. (2012). Fontes Renováveis de Energia e a Influência no Planejamento Energético Emergente no Brasil. VIII CBPE - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Curitiba - PR.

Tolmasquim, M. T. (2016). Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica / Mauricio Tiomno Tolmasquim (coord.). Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Torrealba, P. J. (Outubro de 2014). The Role of Flexibility in generation Expansion Planning Power Systems with a High Degree of Renewables & Vehicle Electrification, When flexibility matters to keep the lights sustainably. Department of Electrical & Electronic Engineering - Imperial College London, DSc. Londres, Reino Unido.

Unsihuay-Vila, C., Lima, J. W., Souza, A. C., & Perez-Arriaga, I. (2011). Multistage expansion planning of generation and interconnections with sustainable energy development criteria: A multiobjective model. International Journal of Electrical Power & Energy Systems 33, pp. :258-270.

Urbanetz, J. (2010). Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade. Tese de doutorado - Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

Valinejad, J., & Barforoushi, T. (2015). Generation expansion planning in electricity markets: A novel framework based on dynamic stochastic MPEC. International Journal of Electrical Power & Energy Systems 70, pp. 108-117.

Yang, P., & Nehorai, A. (Julho de 2014). Joint Optimization of Hybrid Energy Storage and Generation Capacity With Renewable Energy. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, pp. 1566 - 1574.

ANEXO I

MPEAH (Modelo de Planejamento da Expansão com Avaliação Horária)

```
############ CARREGA DIRETORIOS DOS ARQUIVOS E INFORMAÇÕES GERAIS ############

f = open("C:/Users/caiol/Documents/MestradoUFF/Dissertacao/Novo Codigo/balanco.txt")
dados_sim = readlines(f)
tipo_caso = parse(Int32, split(dados_sim[4], ";")[2])
nseries = parse(Int32, split(dados_sim[9], ";")[2])
diretorio = string(split(dados_sim[11], ";")[2][2:end], "/")
caminho_OFR = diretorio
caminho_saidas = "nwlistop/"
close(f)

# Defina a extensão padrão dos arquivos do NW
nw_arquivos = readline(open(string(diretorio, "caso.dat")))
g = open(string(diretorio, "/", nw_arquivos))
extensao = string(".", split(readline(g), ".")[2])
close(g)

############ LEITURA DOS ARQUIVOS ############

include("sistema.jl")
println()
println("Iniciando a leitura dos dados do NEWAVE ...")
sin = Dict()                    # Cria dicionário que reunirá todos os dados lidos no NEWAVE
sin["extensao"] = extensao              # definida a extensão padrão
sin = carrega_SIN(extensao);
using CSV
using DataFrames
perfis = DF_PadroesCargaLiquida = CSV.File("C:\\Users\\caiol\\Documents\\MestradoUFF\\Dissertacao\\Dados de Entrada\\perfis_cargaegeracao.csv", delim=';') |> DataFrame
gd = DF_PadroesCargaLiquida = CSV.File("C:\\Users\\caiol\\Documents\\MestradoUFF\\Dissertacao\\Dados de Entrada\\gd_formatado.csv", delim=';') |> DataFrame
gd_perfil = DF_PadroesCargaLiquida = CSV.File("C:\\Users\\caiol\\Documents\\MestradoUFF\\Dissertacao\\Dados de Entrada\\gd_perfil.csv", delim=';') |> DataFrame
UTEres = DF_PadroesCargaLiquida = CSV.File("C:\\Users\\caiol\\Documents\\MestradoUFF\\Dissertacao\\Dados de Entrada\\ute_restricoes.csv", delim=';') |> DataFrame
candidatos = DF_PadroesCargaLiquida = CSV.File("C:\\Users\\caiol\\Documents\\MestradoUFF\\Dissertacao\\Dados de Entrada\\ProjCand.csv", delim=';') |> DataFrame
linhacand = DF_PadroesCargaLiquida = CSV.File("C:\\Users\\caiol\\Documents\\MestradoUFF\\Dissertacao\\Dados de Entrada\\ProjCandTRM.csv", delim=';') |> DataFrame
```

```
# Define horizonte de estudo
anoi = year(sin["inicio"])
mesi = sin["meses_iniciais"]
#anof = 2030
anof = 2029
mesf = 12

# Define Ranges
nsis_real = Int32(sin["nsis_real"])
nsis_fic = sin["nsis_total"] - nsis_real
nsis_total = sin["nsis_total"]
NUhe = length(sin["UHE"]["usinas"]);
NTerm = length(sin["UTE"]["usinas"]);
nPG = 6
nper = (anof - anoi)*12 + (12-mesi)
nhoras = 24
nperfis = 1
dataminexp = (4*12)+(12-mesi+1)
anospos = 2
#=
rPPlan = []
for a in 6:convert(Int16,(nper-anospos*12)/12)
   if isodd(a)
                for m in 1:3:12
         push!(rPPlan, (a-1)*12 + m)
      end
   else
      for m in 3:3:12
         push!(rPPlan, (a-1)*12 + m)
      end
   end
end
=#
rPPlan = 1:nper
# Define Custos e Penalidades
vaz2vol = (60*60*730.5)/1000000
CDef = 4650*100
CpenVaz = CDef + 1
nHMes = 730
tx_mensal = (1+sin["taxa_desconto"]/100)^(1/12)-1
FD = 1.05
UHEs = sin["UHE"]["usinas"]
UTEs = sin["UTE"]["usinas"]
```

```
r2u = sin["UHE"]["res"]
v0 = [UHEs[r2u[r]]["volmin"][mesi] + UHEs[r2u[r]]["volini"] * (UHEs[r2u[r]]["volmax"][mesi] - UHEs[r2u[r]]["volmin"][mesi]) / 100 for r in 1:sin["UHE"]["nres"]];
sin["series_vazao"]=Dict()
#sin["series_vazao"]["ano"]=[1983 1935] # métrica 4: CLusterização ENAs Serie 12 anos(5% , 47% , 100%)
#sin["series_vazao"]["peso"]=[0.279 0.671]
sin["series_vazao"]["ano"]=[1935] # métrica 4: CLusterização ENAs Serie 12 anos(5% , 47% , 100%)
sin["series_vazao"]["peso"]=[1]
nseries = 1
rVolInic = [1+12*t for t in 1:(anof - anoi)]

# MPEAH (Modelo de Planejamento da Expansão com Análise Horária)

using JuMP
using CPLEX


MPEAH = Model(solver = CplexSolver())
inicio_proc = now()
# ------------------------------------------------------------------
#   Demais variaveis de decisao
@variables MPEAH begin
   # variaveis de hidreletricas
   0 <= qturb[r=1:NUhe,x=1:nseries,t=1:nper] <= UHEs[r]["qmax"][mesi + t] # turbinamento
   qvert[r=1:NUhe,x=1:nseries,t=1:nper] >= 0 # qvertimento
   UHEs[r2u[r]]["volmin"][mesi + t] <= vol[r=1:sin["UHE"]["nres"],x=1:nseries,t=1:nper] <= UHEs[r2u[r]]["volmax"][mesi + t]
   0 <= gh[r=1:NUhe,x=1:nseries,t=1:nper] <= UHEs[r]["qmax"][mesi + t]*UHEs[r]["prod"]*UHEs[r]["hliq"][mesi + t] # geracao hidreletrica mensal
   0 <= hgh[r=1:NUhe,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras] <= UHEs[r]["qmax"][mesi + t]*UHEs[r]["prod"]*UHEs[r]["hliq"][mesi + t] # geracao hidreletrica horaria
   pen_desv[r=1:NUhe,x=1:nseries,t=1:nper] >= 0 # montante que nao foi possivel ser desviado
   # variaveis de termeletricas
   UTEs[r]["gtmin"][mesi + t] <= gt[r=1:NTerm,x=1:nseries,t=1:nper] <= UTEs[r]["pdisp"][mesi + t] # geracao termica por patamar
   UTEs[r]["gtmin"][mesi + t] <= hgt[r=1:NTerm,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras] <= UTEs[r]["pdisp"][mesi + t] # geracao termica por patamar
   # varaveis de transmissão
   fluxos[isis=1:nsis_total,jsis=1:nsis_total,x=1:nseries,t=1:nper]
   hfluxos[isis=1:nsis_total,jsis=1:nsis_total,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras]
   # variaveis do sistema
   def[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t=1:nper] >= 0 # deficit
   hdef[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras] >= 0 # deficit
   # variáveis PROJETOS INDICATIVOS
```

```
    capprojger[p=1:nPG,sis=1:nsis_real,t=1:nper] >= 0
    capprojlinhas[isis=1:nsis_total,jsis=1:nsis_total,t=1:nper] >= 0
    gproj[p=1:nPG,sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t=1:nper] >= 0
    hgproj[p in [1 6],sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras] >= 0
    # variáveis de armazenamento
    projbat[sis=1:nsis_real,t=1:nper] >= 0
            armzbat[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras] >= 0
    hciclobat[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras]
    # variaveis de resposta da demanda
            respdem[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t=1:nper] >= 0
    hrespdem[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras] >= 0
end

# ------------------------------------------------------------------
## ----------------------   Restricoes   ----------------------- ##

#demais restricoes
@constraints(MPEAH, begin
    # atendimento a demanda maxima
    eqDem[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t=1:nper],
        sum(gh[i,x,t] for i in sin["subs"][sis]["listaUHE"]) +
        sum(gt[i,x,t] for i in sin["subs"][sin["int2ext"][sis]]["listaUTE"]) -
        sum(fluxos[sis,jsis,x,t] for jsis=1:nsis_total) +
        sin["subs"][sis]["peq"][1]["geracao"][mesi + t] +
        sin["subs"][sis]["peq"][2]["geracao"][mesi + t] +
        sin["subs"][sis]["peq"][3]["geracao"][mesi + t] +
        sin["subs"][sis]["peq"][4]["geracao"][mesi + t] +
        sum(gproj[p,sis,x,t] for p in 1:nPG) +
        def[sis,x,t] >= FD*sin["subs"][sis]["demanda"][mesi + t]
    # nofic
    eqNofic[isis=(nsis_real+1):nsis_total,x=1:nseries,t=1:nper], sum(fluxos[isis,jsis,x,t] for jsis=1:nsis_total) == 0
end)

@constraints(MPEAH, begin
    # atendimento a demanda horária no horizonte de expansão
    eqDemHor[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras],
        sum(hgh[i,x,t,c,h] for i in sin["subs"][sis]["listaUHE"]) +
        sum(hgt[i,x,t,c,h] for i in sin["subs"][sin["int2ext"][sis]]["listaUTE"]) -
        sum(hfluxos[sis,jsis,x,t,c,h] for jsis=1:nsis_total) +
        sin["subs"][sis]["peq"][1]["geracao"][mesi + t] + gproj[4,sis,x,t] +
        sin["subs"][sis]["peq"][2]["geracao"][mesi + t] + gproj[5,sis,x,t] +
        sum(hgproj[p,sis,x,t,c,h] for p in [1 6]) +
        hciclobat[sis,x,t,c,h] +
            hrespdem[sis,x,t,c,h] +
```

```
    hdef[sis,x,t,c,h] >=
    (FD*sin["subs"][sis]["demanda"][mesi + t] + gd[t,sis])*filter(row -> row[:padrao] == c, filter(row -> row[:T] == "C", filter(row -> row[:sub] == sin["int2ext"][sis], filter(row -> row[:mes] == floor(Int,(mesi + t)-12*div(mesi + t, 12.0001)), perfis))))[1,5+h] -
    (sin["subs"][sis]["peq"][3]["geracao"][mesi + t] + gproj[3,sis,x,t])*filter(row -> row[:padrao] == c, filter(row -> row[:T] == "E", filter(row -> row[:sub] == sin["int2ext"][sis], filter(row -> row[:mes] == floor(Int,(mesi + t)-12*div(mesi + t, 12.0001)), perfis))))[1,5+h] -
    (sin["subs"][sis]["peq"][4]["geracao"][mesi + t] + gproj[2,sis,x,t])*filter(row -> row[:padrao] == c, filter(row -> row[:T] == "S", filter(row -> row[:sub] == sin["int2ext"][sis], filter(row -> row[:mes] == floor(Int,(mesi + t)-12*div(mesi + t, 12.0001)), perfis))))[1,5+h] -
    gd[t,sis]*filter(row -> row[:SUB] == sin["int2ext"][sis], gd_perfil)[floor(Int,(mesi + t)-12*div(mesi + t, 12.0001)),2+h]
  # nofic
  eqNoficHor[isis=(nsis_real+1):nsis_total,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras], sum(hfluxos[isis,jsis,x,t,c,h] for jsis=1:nsis_total) == 0
end)

for r=1:NUhe
  # Equação de balaço hídrico depende se é reservatorio ou fio d'água
  u=UHEs[r]
        for x=1:nseries
                for t=1:nper
                        if !u["res"]
                                @constraint(MPEAH, sum(qturb[rmont,x,t] + qvert[rmont,x,t] for rmont in UHEs[r]["montantes"]) - qturb[r,x,t] - qvert[r,x,t] + UHEs[r]["desvios"][mesi + t] + pen_desv[r,x,t] == -.6*(u["vazoes"][sin["series_vazao"]["ano"][x]-1930, floor(Int,(mesi + t)-12*div(mesi + t, 12.0001))]))

                        else
                                if t==1
                                        @constraint(MPEAH, vol[findall(z->z==r, r2u)[1],x,1]/vaz2vol - UHEs[r]["desvios"][mesi + 1] + qturb[r,x,1] + qvert[r,x,1] - pen_desv[r,x,1] - sum(qturb[rmont,x,1] + qvert[rmont,x,1] for rmont in UHEs[r]["montantes"]) == v0[findall(z->z==r, r2u)[1]]/vaz2vol + .6*UHEs[r]["vazoes"][sin["series_vazao"]["ano"][x]-1930, mesi + 1])
                                else
                                        @constraint(MPEAH, vol[findall(z->z==r, r2u)[1],x,t]/vaz2vol - UHEs[r]["desvios"][mesi + t] + qturb[r,x,t] + qvert[r,x,t] - pen_desv[r,x,t] - sum(qturb[rmont,x,t] + qvert[rmont,x,t] for rmont
```

```
in UHEs[r]["montantes"]) == vol[findall(z->z==r, r2u)[1],x,t-1]/vaz2vol + .6*UHEs[r]["vazoes"][sin["series_vazao"]["ano"][x]-1930, floor(Int,(mesi + t)-12*div(mesi + t, 12.0001))])
                                        end
                                        if (t==12) || (t==24) || (t==36) || (t==48) || (t==60) || (t==72) || (t==84) || (t==96) || (t==108) || (t==120)
                                                @constraint(MPEAH, vol[findall(z->z==r, r2u)[1],x,t] == v0[findall(z->z==r, r2u)[1]])
                                        end
                                end
                                # penalizacao da vazao que nao foi possivel ser desviada
                                @constraint(MPEAH, qturb[r,x,t] + qvert[r,x,t] >= UHEs[r]["qmin"][mesi + t])
                                # Geração mensal de energia hidrelétrica
                                @constraint(MPEAH, gh[r,x,t] == qturb[r,x,t]*UHEs[r]["prod"]*UHEs[r]["hliq"][mesi + t])
                        end
                        for t in rPPlan
                                # Alocação do montante mensal de energia hidrelétrica nas curvas de carga
                                @constraint(MPEAH, sum(hgh[r,x,t,1,h] for h in 1:nhoras)/nhoras == gh[r,x,t])
                        end
                end
end

#Restrições de Rampa Térmelétrica
#=
for r=1:NTerm
        for x=1:nseries
                for t in rPPlan
                        for c=1:nperfis
                                for h=2:nhoras
                                        i = UTEs[r]
                                        if filter(row -> row[:codigoNW] == i["cod_ext"], UTEres)[1,2]/100 < 1
                                                @constraint(MPEAH, hgt[r,x,t,c,h] - hgt[r,x,t,c,h-1] <= i["pdisp"][mesi + t]*filter(row -> row[:codigoNW] == i["cod_ext"], UTEres)[1,2]/100)
                                        end
                                end
                        end
                end
        end
end
=#

@constraints(MPEAH, begin

        # Restrição de Geração Termica Horária no Período de Planejamento
        rUTEh1[r=1:NTerm,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis], gt[r,x,t] == sum(hgt[r,x,t,c,h] for h in 1:nhoras)/nhoras
```

```
        # Restrição de Geracao dos Projetos Candidatos
        rCand1[p in [1 6],sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t=1:nper], gproj[p,sis,x,t] <= capprojger[p,sis,t]*candidatos[p,3+floor(Int,(mesi + t)-12*div(mesi + t, 12.0001))]
        rCand4[p in [2 3 4 5],sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t=1:nper], gproj[p,sis,x,t] <= capprojger[p,sis,t]*candidatos[p,3+floor(Int,(mesi + t)-12*div(mesi + t, 12.0001))]
        rCand2[p in [1 6],sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan, c in 1:nperfis, h in 1:nhoras], hgproj[p,sis,x,t,c,h] <= capprojger[p,sis,t]*candidatos[p,3+floor(Int,(mesi + t)-12*div(mesi + t, 12.0001))]
      rCand3[p in [1 6],sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan], gproj[p,sis,x,t] == sum(hgproj[p,sis,x,t,1,h] for h in 1:nhoras)/nhoras

    # Restrições de armazenamento de Baterias
        rBat1[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras], hciclobat[sis,x,t,c,h] <= projbat[sis,t]
        rBat2[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras], hciclobat[sis,x,t,c,h] >= -projbat[sis,t]
        rBat3[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis], sum(hciclobat[sis,x,t,c,h] for h in 1:nhoras) == 0
        rBat4[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis], armzbat[sis,x,t,c,1]  == -hciclobat[sis,x,t,c,1]
        rBat5[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis], hciclobat[sis,x,t,c,1] <= 0
        rBat6[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=2:nhoras], armzbat[sis,x,t,c,h] == armzbat[sis,x,t,c,h-1] - hciclobat[sis,x,t,c,h]
        rBat7[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras], armzbat[sis,x,t,c,h] <= projbat[sis,t]*3

        # Restrições de Resposta da Demanda
        rRD1[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras], hrespdem[sis,x,t,c,h] <= 0.05*sin["subs"][sis]["demanda"][mesi + t]
        rRD2[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis], sum(hrespdem[sis,x,t,c,h] for h in 1:nhoras) <= 4*0.05*sin["subs"][sis]["demanda"][mesi + t]
        rRD3[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan],respdem[sis,x,t] == sum(hrespdem[sis,x,t,1,h] for h in 1:nhoras)/nhoras

        # Restrições de Limite de intercâmbio
        rint1[isis=1:nsis_total,jsis=1:nsis_total,x=1:nseries,t=1:nper], fluxos[isis,jsis,x,t] <= sin["subs"][isis]["limites_out"][jsis,t] + capprojlinhas[isis,jsis,t]
        rint2[isis=1:nsis_total,jsis=1:nsis_total,x=1:nseries,t=1:nper], fluxos[isis,jsis,x,t] >= -(sin["subs"][jsis]["limites_out"][isis,t] + capprojlinhas[jsis,isis,t])
        rint3[isis=1:nsis_total,jsis=1:nsis_total,x=1:nseries,t=1:nper], fluxos[isis,jsis,x,t] == -fluxos[jsis,isis,x,t]
        rint4[isis=1:nsis_total,jsis=1:nsis_total,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras], hfluxos[isis,jsis,x,t,c,h] <= sin["subs"][isis]["limites_out"][jsis,t] + capprojlinhas[isis,jsis,t]
        rint5[isis=1:nsis_total,jsis=1:nsis_total,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras], hfluxos[isis,jsis,x,t,c,h] >= -(sin["subs"][jsis]["limites_out"][isis,t] + capprojlinhas[jsis,isis,t])
        rint6[isis=1:nsis_total,jsis=1:nsis_total,x=1:nseries,t in rPPlan,c=1:nperfis,h=1:nhoras], hfluxos[isis,jsis,x,t,c,h] == -hfluxos[jsis,isis,x,t,c,h]

        # Restrições de Decisões mensais de Investimento (Não é possível "desinvestir" e somente é possível investir no perido pos)
```

```
rInvest1[p=1:nPG,sis=1:nsis_real,t=2:nper], capprojger[p,sis,t] - capprojger[p,sis,t-1] >= 0
rInvest2[isis=1:nsis_total,jsis=1:nsis_total,t=2:nper], capprojlinhas[isis,jsis,t] - capprojlinhas[isis,jsis,t-1] >= 0
rInvest3[sis=1:nsis_real,t=2:nper], projbat[sis,t] - projbat[sis,t-1] >= 0

# Restrições de Decisões de Investimento apenas para o período de expansão
rInvest4[p=1:nPG,sis=1:nsis_real,t=1:(dataminexp-1)], capprojger[p,sis,t] == 0
rInvest5[isis=1:nsis_total,jsis=1:nsis_total,t=1:(dataminexp-1)], capprojlinhas[isis,jsis,t] == 0
rInvest6[sis=1:nsis_real,t=1:(dataminexp-1)], projbat[sis,t] == 0
rInvest13[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t=1:(dataminexp-1)], respdem[sis,x,t] == 0


# Restrições de Investimento em determinados subsistemas
rInvest7[sis in [2 4 5 6 7 8 9 10 11],t=1:nper], capprojger[2,sin["ext2int"][sis],t] == 0 # Somente SE e NE
rInvest8[sis in [1 4 5 6 7 8 9 10 11],t=1:nper], capprojger[3,sin["ext2int"][sis],t] == 0 # Somente S e NE
rInvest9[sis in [1 3 4 5 6 7 8 9 10 11],t=1:nper], capprojger[4,sin["ext2int"][sis],t] == 0 # Somente S
rInvest10[sis in [2 3 4 5 6 7 8 9 10 11],t=1:nper], capprojger[5,sin["ext2int"][sis],t] == 0 # Somente SE
rInvest11[p in [1 6], sis in [4 5 6 7 8 9 10 11],t=1:nper], capprojger[p,sin["ext2int"][sis],t] == 0 # Somente SE, S e
NE
rInvest12[sis in [4 5 6 7 8 9 10 11],t=1:nper],projbat[sin["ext2int"][sis],t] == 0 # Somente SE, S e NE
rInvest14[sis in [5 6 7 8 9 10 11],x=1:nseries,t=1:nper], respdem[sin["ext2int"][sis],x,t] == 0 # Somente SE, S, NE e
N


# Restrições de Limite anual de Investimento Fontes
rinvx1, sum(sum(capprojger[p,sis,72] for sis=1:nsis_real) for p in [1 6]) <= 3000
rinvx2, sum(capprojger[2,sis,72] for sis=1:nsis_real) <= 2000
rinvx3, sum(capprojger[2,sis,72] for sis=1:nsis_real) >= 1000
rinvx4, sum(capprojger[3,sis,72] for sis=1:nsis_real) >= 1000
rinvx5, sum(capprojger[3,sis,72] for sis=1:nsis_real) <= 3000
rinvx6, sum(capprojger[4,sis,72] for sis=1:nsis_real) >= 50
rinvx7, sum(capprojger[4,sis,72] for sis=1:nsis_real) <= 500
rinvx8, sum(capprojger[5,sis,72] for sis=1:nsis_real) >= 100
rinvx9, sum(capprojger[5,sis,72] for sis=1:nsis_real) <= 500
rinv1[p=1:nPG,t=7:10], sum(sum(capprojger[p,sis,t*12] for sis=1:nsis_real) for p in [1 6]) -
sum(sum(capprojger[p,sis,(t-1)*12] for sis=1:nsis_real) for p in [1 6]) <= 3000
rinv2[p=1:nPG,t=7:10], sum(capprojger[2,sis,t*12] for sis=1:nsis_real) - sum(capprojger[2,sis,(t-1)*12] for
sis=1:nsis_real) <= 2000
rinv3[p=1:nPG,t=7:10], sum(capprojger[2,sis,t*12] for sis=1:nsis_real) - sum(capprojger[2,sis,(t-1)*12] for
sis=1:nsis_real) >= 1000
rinv4[p=1:nPG,t=7:10], sum(capprojger[3,sis,t*12] for sis=1:nsis_real) - sum(capprojger[3,sis,(t-1)*12] for
sis=1:nsis_real) >= 1000
rinv5[p=1:nPG,t=7:10], sum(capprojger[3,sis,t*12] for sis=1:nsis_real) - sum(capprojger[3,sis,(t-1)*12] for
sis=1:nsis_real) <= 3000
```

```
        rinv6[p=1:nPG,t=7:10], sum(capprojger[4,sis,t*12] for sis=1:nsis_real) - sum(capprojger[4,sis,(t-1)*12] for
sis=1:nsis_real) >= 50
        rinv7[p=1:nPG,t=7:10], sum(capprojger[4,sis,t*12] for sis=1:nsis_real) - sum(capprojger[4,sis,(t-1)*12] for
sis=1:nsis_real) <= 500
        rinv8[p=1:nPG,t=7:10], sum(capprojger[5,sis,t*12] for sis=1:nsis_real) - sum(capprojger[5,sis,(t-1)*12] for
sis=1:nsis_real) >= 100
        rinv9[p=1:nPG,t=7:10], sum(capprojger[5,sis,t*12] for sis=1:nsis_real) - sum(capprojger[5,sis,(t-1)*12] for
sis=1:nsis_real) <= 500


        # Restrição de Cálculo da Soma do Deficit Horário
        #rDef[sis=1:nsis_real,x=1:nseries,t in rPPlan], def[sis,x,t] <= sum(hdef[sis,x,t,c,h] for h in 1:nhoras)/nhoras
end)

# ------------------------------------------------------------------
## ----------------  Funcao objetivo  ---------------- ##

@objective(MPEAH, Min, 1e-6 * sum((1/(1 + tx_mensal)^t)*(
        # Custos de Investimento
        sum(
                sum(candidatos[p,2] * capprojger[p,sis,t] for p in 1:nPG) +
                45000 * projbat[sis,t]
        for sis=1:nsis_real) +
        sum(sum(linhacand[(isis-1)*14 + jsis, 3] * capprojlinhas[isis,jsis,t] for isis in 1:nsis_total) for jsis in 1:nsis_total) +
        # Custos de Operação
        sum((
                sum(730*CpenVaz * pen_desv[r,x,t] for r=1:NUhe) +
                sum(730*def[sis,x,t]*CDef for sis=1:nsis_real) +
                0.000005*sum(sum(fluxos[sis,jsis,x,t] for sis=1:nsis_real) for jsis=1:nsis_total)
        ) * sin["series_vazao"]["peso"][x]        for x in 1:nseries))
        for t in 1:nper) +
        1e-6 * sum((1/(1 + tx_mensal)^t)*sum((
                sum(gt[r,x,t]*UTEs[r]["cvu"][mesi + t]*730 for r=1:NTerm)
        ) * sin["series_vazao"]["peso"][x] for x in 1:nseries) for t in 1:(dataminexp-1)) +
        1e-6 * sum((1/(1 + tx_mensal)^t)*sum((
                sum(sum(hgt[r,x,t,1,h]*UTEs[r]["cvu"][mesi + t]*730 for h in 1:nhoras)/nhoras for r=1:NTerm) +
                sum(sum(hdef[sis,x,t,1,h] for sis=1:nsis_real)*CDef*730 for h in 1:nhoras)/nhoras +
                sum(sum(hrespdem[sis,x,t,1,h] for sis=1:nsis_real)*candidatos[7,3]*730 for h in 1:nhoras)/nhoras +
                sum(sum(sum(hgproj[p,sis,x,t,1,h]*candidatos[p,3]*730 for sis=1:nsis_real) for h in 1:nhoras)/nhoras for
p in [1 6])
        ) * sin["series_vazao"]["peso"][x] for x in 1:nseries)
for t in rPPlan)
);
```

```
#sin = nothing

println("Tempo de carregamento: ", (now() - inicio_proc))
inicio_proc = now()
#writeMPS(MPEAH, "m1.mps")

status = solve(MPEAH)
println("Tempo de processamento da solução: ", (now() - inicio_proc))

diretorio = "C:\\Users\\caiol\\Documents\\MestradoUFF\\Dissertacao"

caso = 33
mkdir(string(diretorio, "/SaidasNew/caso",caso))
include("escreve_saidas.jl")
```