



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

YASMINA SULEIMAN EL-HERI

**AVALIAÇÃO DO REQUISITO DE POTÊNCIA COMO PARÂMETRO DE DECISÃO
NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

NITERÓI
2021

YASMINA SULEIMAN EL-HERI
MATRÍCULA: M054.119.023

**AVALIAÇÃO DO REQUISITO DE POTÊNCIA COMO PARÂMETRO DE DECISÃO
NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

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

Orientador:

Prof. Bruno Soares Borba, D.Sc.

NITERÓI
2021

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE
Gerada com informações fornecidas pelo autor

E37a El-heri, Yasmina Suleiman
AVALIAÇÃO DO REQUISITO DE POTÊNCIA COMO PARÂMETRO DE DECISÃO
NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO /
Yasmina Suleiman El-heri ; Bruno Soares Moreira Cesar Borba,
orientador. Niterói, 2021.
108 f.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2021.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGET.2021.m.14064042760>

1. Demanda de energia. 2. Sistema elétrico de potência. 3.
Geração de energia. 4. Racionamento. 5. Produção
intelectual. I. Borba, Bruno Soares Moreira Cesar, orientador.
II. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia.
III. Título.

CDD -

YASMINA SULHIMAN EL-HERI

**AVALIAÇÃO DO REQUISITO DE POTÊNCIA COMO PARÂMETRO DE
DECISÃO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO
BRASILEIRO**

Dissertação de Mestrado 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 20 de abril de 2021.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Bruno Soares Moreira Cesar Borba - Orientador
Universidade Federal Fluminense - UFF



Assinatura digital gerada
por
UFJF
em 2021-04-20 14:58:00

Prof. Dr. Vilor Hugo Ferreira
Universidade Federal Fluminense - UFF



Prof. Dr. Bruno Henrique Dias
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF

Niterói
2021

A meus pais, irmão e avós, que a cada dia me ensinam a ser uma pessoa melhor.

AGRADECIMENTOS

A Deus por estar presente em todos os momentos da minha vida, e por todas as coisas boas e pela força que me deu até agora.

A minha mãe, Rosane El-Heri, por todos os esforços feitos para que eu chegasse até aqui, por me tolerar nos momentos mais difíceis e por ser minha melhor amiga.

A meu avô, José Mont'Alvão, por ser um exemplo de vida e me ensinar o que realmente é vencer.

A minha avó, Zey Guimarães, por me ensinar a ser mais paciente e bondosa.

A meu irmão, Anwar El-Heri e minha tia, Mara Regina, por me ajudarem a ser mais forte.

Ao professor Bruno Borba por me acompanhar desde a graduação e atuar no meu desenvolvimento profissional. Por ter ajudado a idealizar e incentivar a criação deste curso de mestrado em engenharia elétrica na UFF.

Aos colegas que fiz na empresa PSR que me acompanham até hoje em minha carreira e tiveram grande contribuição no meu desenvolvimento profissional, e me deram toda a base para que eu conseguisse construir todo o conhecimento necessário para chegar aonde estou hoje. Agradeço, portanto a Luiz Augusto Barroso, Bernardo Bezerra, Martha Rosa Carvalho, Gabriel Clemente, e aos mais novos colegas que tiveram grande contribuição no desenvolvimento desta dissertação, Weslly Moraes e Felipe Nazaré.

À minha equipe de trabalho na GNA que sempre me incentivou e me permitiu conciliar os estudos do mestrado com o trabalho profissional.

“Aqueles que se sentem satisfeitos sentam-se e nada fazem. Os insatisfeitos são os únicos benfeitores do mundo.”

Walter S. Landor

RESUMO

A composição da matriz de energia elétrica do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) sofreu significativa alteração nos últimos anos. As usinas hidrelétricas ainda predominantes na matriz, vem dando lugar à novas fontes como as eólicas e as solares. As usinas térmicas vem sofrendo dificuldades ao competir com as renováveis não despacháveis, e as hidrelétricas a fio d'água vem tomando o lugar das hidrelétricas com reservatórios. A expectativa é de que com o avanço da tecnologia os custos das fontes renováveis com alta volatilidade na geração reduzam ainda mais e sua penetração seja ainda mais significativa. São esperadas também a introdução de novas fontes como baterias associadas às usinas renováveis e o aumento no uso da geração distribuída. Estas fontes dificultam a atuação do Operador Nacional do Sistema (ONS) no que diz respeito ao atendimento à demanda de ponta, pois contribuem com energia, mas podem não contribuir com potência nas horas em que ocorrem as demandas de pico. Em um país em desenvolvimento como o Brasil, a demanda de energia cresce a cada ano e a expansão do Sistema Elétrico deve acompanhar esta evolução de forma a atender ao suprimento de energia e de potência evitando que ocorram cortes e racionamentos. De acordo com o planejador a necessidade de atendimento à demanda de ponta e não somente à demanda de energia já ocorre no país e pode haver a necessidade de contratação de potência já partir do ano de 2026. Este trabalho analisa, portanto, no horizonte de 2027 a 2030 o planejamento da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro considerando como requisito a contratação de energia e de potência e o atendimento aos critérios de suprimento atuais. Foi sugerida uma nova forma de calcular a contribuição de potência firme para as fontes hídricas e renováveis não despacháveis, que difere das atuais regras utilizadas pelo planejador, além de ser analisada também a importância do cálculo da contribuição de potência das fontes através da comparação de duas metodologias. A metodologia aplicada neste estudo considera o efeito do histórico de vazões para as usinas a fio d'água, o que não ocorre na metodologia do planejador, e considera cenários de geração eólica e solar de forma individualizada, diferente da metodologia do planejador que utiliza os cenários agregados. A importância de se utilizar requisito mínimo de contratação de potência no planejamento da expansão foi verificada através dos diferentes cenários de expansão resultantes das simulações, e foi possível perceber que a atual metodologia utilizada pelo planejador pode estar otimista, o que acaba distorcendo a real necessidade de contratação de potência no sistema.

Palavras-chave: Planejamento da Expansão, Requisitos de Potência, Requisitos de Energia, Contribuição de Potência, Demanda de Ponta.

ABSTRACT

The electric energy matrix of the Brazilian Electricity System has suffered major changes in recent years. The hydroelectric power plants predominant in the matrix, had their participation reduced, giving place to new sources such as wind and solar. Thermal power plants have been struggling to compete with non-dispatchable renewables sources due to its reduced costs and run-of-river hydroelectric plants have taken the place of hydroelectric plants with reservoirs due to the current energy and environmental policies adopted. The expectation is that the advancement of technology will reduce the costs of intermittent renewable sources and their penetration will be even more significant, in addition to the introduction of new sources such as batteries associated with renewable plants and the use of distributed generation. These sources make it difficult for the Operator to act in terms of meeting the peak demand, as they contribute with energy, but may not contribute with power in the hours when peak demands occur. In a developing country like Brazil, the demand for energy grows every year and the expansion of the Electric System must follow this evolution in order to meet the supply of energy and power, avoiding cuts and rationing. It will be shown that developed countries already make use of the power requirements in addition to the energy requirements in the expansion planning to guarantee meeting the energy and cutting-edge demand, which is still under development in Brazil. It will also be shown that the need to meet the cutting-edge demand and not just the demand for energy already occurs in Brazil and there is a need for contracting power from 2026. This work attempts to analyze in a near horizon the expansion planning considering restrictions on firm power and firm energy result in accordance with current supply criteria. A new way of calculating the contribution of firm power to hydro power plants and renewable sources was also suggested, which differs in part from the current rules used by the Planner. The importance of correctly measuring the power contribution of the sources was also shown through the comparison of two methodologies, which resulted in different levels of expansion given mainly by thermal sources, which apparently have the best power requirements to meet the current peak demand. It was possible to see that the current methodology used by the planner may be optimistic, which ends up distorting the real need for contracting power in the system.

Keywords: Expansion Planning, Power Requirements, Energy Requirements, Power Contribution, Peak Demand.

Sumário

| | |
|---|-----------|
| 1. INTRODUÇÃO | 17 |
| 1.1. ESTRUTURA DO TRABALHO | 19 |
| 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA..... | 21 |
| 2.1. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E ADEQUABILIDADE DE SUPRIMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS | 22 |
| 2.1.1. Planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos | 22 |
| 2.1.2. Planejamento da expansão de sistemas com penetração de renováveis | 22 |
| 2.1.3. Planejamento da expansão considerando a confiabilidade como parâmetro de decisão | 23 |
| 2.1.4. Mercados puramente de energia | 24 |
| 2.1.5. Mercados de capacidade | 25 |
| 2.2. CONTRIBUIÇÃO DESTA DISSERTAÇÃO | 32 |
| 3. CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA DE ATENDIMENTO À DEMANDA DE PONTA NO BRASIL..... | 33 |
| 3.1. A NECESSIDADE DE CONTRATAÇÃO DE POTÊNCIA NO SIN | 33 |
| 3.1.1. Alternativas para mitigação do problema de atendimento à ponta..... | 36 |
| 3.2. A DIMINUIÇÃO NA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SIN..... | 37 |
| 3.3. A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL | 42 |
| 3.4. A CONTRATAÇÃO DE POTÊNCIA NO BRASIL | 46 |
| 3.4.1. Os novos critérios de suprimento | 48 |
| 4. CONTRATAÇÃO DE POTÊNCIA, ENERGIA E CONFIABILIDADE..... | 50 |
| 4.1. Leilões e o Planejamento da Expansão | 50 |
| 4.2. Planejamento da Expansão e os Critérios de Garantia de Suprimento | 53 |
| 4.2.1. Planejamento da Expansão com Restrições de Suprimento de Energia: Energia Firme | 55 |
| 4.2.2. Planejamento da Expansão com Restrições de Suprimento de Potência: Potência Firme | 57 |
| 4.2.3. Planejamento da Expansão com Restrições de Confiabilidade | 58 |
| 4.3. O Cenário Atual de Planejamento da Expansão | 60 |
| 5. O PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E O PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO | 62 |
| 5.1. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA GERAL DO PROBLEMA DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO..... | 62 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 5.1.1. | OPTGEN | 64 |
| 5.2. | FORMULAÇÃO MATEMÁTICA GERAL DO PROBLEMA DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO..... | 65 |
| 5.2.1. | SDDP..... | 69 |
| 6. | METODOLOGIA E PREMISSAS..... | 71 |
| 6.1. | Cálculo da Garantia Física | 72 |
| 6.2. | Cálculo da Potência Firme | 72 |
| 6.2.1. | Cálculo da Potência Firme para Usinas Termoelétricas | 73 |
| 6.2.1. | Cálculo da Potência Firme para Usinas Hidrelétricas | 73 |
| 6.2.1.1. | Metodologia do Planejador (EPE)..... | 74 |
| 6.2.1.2. | UHEs com reservatório | 74 |
| 6.2.1.1. | UHEs a fio d'água | 75 |
| 6.2.1.2. | UHEs da região Amazônica | 75 |
| 6.2.1.3. | Metodologia do Planejador (EPE)..... | 75 |
| 6.2.1.4. | Metodologia Desenvolvida para este Estudo | 76 |
| | Cálculo da Potência Firme para Usinas Renováveis..... | 77 |
| 6.2.1. | Metodologia do Planejador (EPE)..... | 77 |
| 6.2.1.1. | Metodologia Desenvolvida para este Estudo | 77 |
| 6.3. | Definição da Configuração Base Considerando os Projetos em Implantação | 79 |
| 6.4. | Definição dos Candidatos à Expansão | 80 |
| 6.4.1. | Custos dos Projetos..... | 80 |
| 6.5. | Demais Parâmetros e Premissas | 82 |
| 6.5.1. | Demanda de Energia..... | 82 |
| 6.5.1. | Premissas do Modelo de Despacho Hidrotérmico..... | 82 |
| 6.5.1. | Premissas do Modelo de Planejamento da Expansão | 83 |
| 6.5.1. | Modelos Utilizados..... | 83 |
| 7. | RESULTADOS..... | 84 |
| 7.1. | Planejamento da Expansão do SEB | 84 |
| 7.2. | Atendimento aos Critérios de Suprimento | 89 |
| 7.2.1. | Caso Base e Caso Potência Planejador..... | 89 |
| 7.2.1. | Caso Potência Firme | 90 |
| 7.2.2. | Caso Potência Firme P90% | 92 |
| 8. | CONCLUSÃO | 95 |
| 8.1. | RECOMENDAÇÕES E TRABALHOS FUTUROS | 96 |

| | |
|---|------------|
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 99 |
| ANEXO A..... | 103 |
| ANEXO B..... | 104 |
| ANEXO C..... | 107 |
| ANEXO D..... | 108 |

Lista de Figuras

| | |
|--|-----|
| Figura 1 - Balanço estrutural SIN [28]..... | 34 |
| Figura 2 - Balanço de garantia física SIN [28]..... | 34 |
| Figura 3 - Fator de despacho médio por patamar de carga - UTEs indicativas SE em 2029 [22]..... | 35 |
| Figura 4 - Geração da UHE Belo Monte [35] | 38 |
| Figura 5 - Capacidade de regularização do SIN [36] | 39 |
| Figura 6 - Empreendimentos em operação (maio/2020) [27] | 40 |
| Figura 7 - Empreendimentos em construção ou com construção não iniciada (maio/2020) [27] | 40 |
| Figura 8 - Variabilidade da geração eólica vs modulação térmica no NE [43]..... | 44 |
| Figura 9 - Variabilidade <i>intradária</i> da geração solar no NE [43]..... | 44 |
| Figura 10 - Maior rampa verificada nas UHE do SIN em 2018 [22]..... | 46 |
| Figura 11 - Fluxograma do processo de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica..... | 52 |
| Figura 12 - Resumo novo formato de contratação do mercado de energia brasileiro [54] | 54 |
| Figura 13 - Resumo aferição dos novos produtos [54] | 55 |
| Figura 14 - Resumo componentes de receita do gerador [54]..... | 55 |
| Figura 15 - Custo incremental da confiabilidade [57]..... | 58 |
| Figura 16 - Confiabilidade versus custos totais do sistema [57]..... | 59 |
| Figura 17 – Perspectiva de descontração de UTEs à óleo combustível [58]..... | 60 |
| Figura 18 – Processo do Planejamento [59]..... | 62 |
| Figura 19 – Problema do Planejamento [59]..... | 64 |
| Figura 20 - Processo de decisão do despacho hidrotérmico [62] | 66 |
| Figura 21 - Metodologia de solução do problema de planejamento da operação [62]..... | 67 |
| Figura 22 – Metodologia geral dos estudos de caso..... | 72 |
| Figura 23 – Distribuição de Probabilidade Acumulada das Séries de Geração Hídrica | 77 |
| Figura 24 – Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada no SIN 2020 | 79 |
| Figura 25 - Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada no SIN 2026..... | 79 |
| Figura 26 – Evolução do Capex EOL/SOL/Baterias..... | 80 |
| Figura 27 – CVU das Térmicas..... | 81 |
| Figura 28 – Projeção de Demanda de Energia e Demanda de Ponta | 82 |
| Figura 29 – Resultado da Expansão Total por Caso (SIN) | 85 |
| Figura 30 - Contribuição de potência usinas hídricas | 86 |
| Figura 30 – Custos Totais (Custo de Operação + Custo de Investimento) - SIN..... | 88 |
| Figura 31 – Atendimento ao Critério Econômico CVaR _{10%} CMO – Caso Base e Caso Pot Planejador | 89 |
| Figura 32 – Atendimento ao Critério de Segurança CVaR _{1%} ENS – Caso Base e Caso Pot Planejador | 90 |
| Figura 33 – Atendimento ao Critério de Segurança CVaR _{5%} PNS e LOLP – Caso Base e Caso Pot Planejador..... | 90 |
| Figura 34 - Atendimento ao Critério Econômico CVaR _{10%} CMO – Caso Potência Firme | 91 |
| Figura 35 - Atendimento ao Critério de Segurança CVaR _{1%} ENS – Caso Potência Firme..... | 91 |
| Figura 36 - Atendimento ao Critério de Segurança CVaR _{5%} PNS e LOLP – Caso Potência Firme | 91 |
| Figura 37 - Atendimento ao Critério Econômico CVaR _{10%} CMO – Caso Pot. Firme P90% | 92 |
| Figura 38 - Atendimento ao Critério de Segurança CVaR _{1%} ENS – Caso Pot. Firme P90%..... | 92 |
| Figura 39 - Atendimento ao Critério de Segurança CVaR _{5%} PNS e LOLP – Caso Pot. Firme P90% .. | 93 |
| Figura 40 – Licença para uso dos softwares..... | 108 |

Lista de Tabelas

| | |
|---|-----|
| Tabela 1 - Necessidade de contratação de potência [29]..... | 35 |
| Tabela 2 - Contratação de Energia de Reserva [42] | 43 |
| Tabela 3- Método de quantificação dos requisitos de energia e de potência [50]..... | 49 |
| Tabela 4 – Custos de Investimentos dos Projetos Candidatos à Expansão | 80 |
| Tabela 5 - Premissas para o cálculo do Custo Variável Unitário das Térmicas..... | 81 |
| Tabela 6 - Restrições de Potência Mínima..... | 83 |
| Tabela 22 - Exemplo de segregação em blocos dos projetos existentes | 104 |
| Tabela 23 – Exemplo de segregação em blocos dos projetos candidatos à expansão..... | 106 |

Lista de Abreviaturas e Siglas

- ACL – Ambiente de Contratação Livre
- ACR – Ambiente de Contratação Regulado
- ANEEL – Agência Nacional do Sistema Elétrico
- CAG – Controle Automático da Geração
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CME – Custo Marginal da Expansão
- CMO – Custo Marginal da Operação
- CNPE – Conselho Nacional de Políticas Energéticas
- CVaR – Conditional Value at Risk
- CVU – Custo Variável Unitário
- EER – Encargo de Energia de Reserva
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética
- EPNS – Expected Power Not Supplied
- IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers
- ISO-NE – ISO New England Inc.
- LER – Leilões de Energia de Reserva
- LOLP – Loss of Load Probability
- MDI – Modelo de Decisão de Investimento
- MME – Ministério de Minas e Energia
- MCP – Mercado de Curto Prazo
- MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
- NYISO – New York Independent System Operator
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
- OPTGEN – Optimal Generation Environment Network
- PDE – Plano Decenal da Expansão
- PDDE – Programação Dinâmica Dual Estocástica

PEN – Plano da Operação Energética

PIB – Produto Interno Bruto

PJM – Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection

PLS – Plano de Logística Sustentável

RESEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RPO – Reserva de Potência Operativa

SDDP – Stochastic Dual Dynamic Programming

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

UHE – Usina Hidroelétrica

UTE – Usina Termoelétrica

VaR – Value at Risk

VOLL – Value of Lost Load

1. INTRODUÇÃO

O atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) entrou em vigor com a publicação da Lei nº 10.848/2004. Esta lei alterou o marco regulatório de maneira significativa, introduzindo a criação de dois ambientes de contratação de energia e a criação de um órgão responsável pelo gerenciamento do mercado de energia, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O marco também objetivou focar em instrumentos que garantissem a segurança de suprimento de energia, como a obrigatoriedade da cobertura contratual de 100% do consumo por contratos lastreados em garantia física. A publicação desta Lei e consequentemente a reestruturação do setor, foram impulsionadas pelo racionamento de energia sofrido pelo país em 2001. Naquela época acreditava-se que estas soluções seriam suficientes para garantir o atendimento ao consumo ao menor custo total.

Os anos foram passando e com isto a tecnologia foi avançando, por consequência, a matriz de energia elétrica brasileira sofreu alterações em seu portfólio, recebendo uma alta penetração de usinas renováveis com característica de geração variável e diminuição da participação das usinas hidrelétricas com reservatórios [1]. Devido à esta alteração, o SEB se encontra novamente em uma necessidade de reestruturação [1]. Uma nova regulamentação, chamada de Modernização do Setor Elétrico está sendo tramitada no governo através do PLS (Plano de Logística Sustentável) nº 232/2016 e do PL (Projeto de Lei) nº 1.917/2015. O novo marco regulatório do setor prevê a separação de lastro e energia, a adoção do preço horário, a abertura do mercado livre de energia, o fim do subsídio às fontes renováveis, entre outras medidas que serão ou já estão sendo implementadas. Todas estas medidas visam aumentar a segurança e a garantia no atendimento ao consumo ao menor custo.

Uma das medidas que já está sendo implementada é a alteração nos critérios de suprimento, com a introdução de critérios que visam a garantia de atendimento à potência. Os critérios de suprimento são parâmetros determinados pelo governo através do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), de forma a garantir a expansão do setor ao menor custo total (custos de operação mais custos de investimento) dado

o atendimento a um critério de segurança, de forma a minimizar o risco do não atendimento à demanda de energia. Todas estas medidas associadas são importantes para a alteração na forma de contratação de energia prevista no setor. Com o novo marco regulatório, a previsão é de que o consumo seja lastreado pela contratação de energia, e pela contratação de potência.

O objetivo deste trabalho é, portanto, analisar no horizonte de 2027 a 2030 a melhor forma de contratação de energia e de potência analisando o atendimento aos critérios de suprimento atuais, e considerando restrições de potência firme e de energia firme das diversas fontes de usinas do setor elétrico. Além de comparar as simulações resultantes com o objetivo de avaliar a importância de utilizar o requisito mínimo de contratação de potência como parâmetro de decisão do modelo de planejamento da expansão. Desta forma será utilizado o modelo de planejamento da expansão OPTGEN para realizar as simulações acerca do planejamento da expansão que serão apresentadas, desenvolvido pela empresa de consultoria PSR. Informações sobre o modelo podem ser encontradas em [2]. Serão comparados os resultados do planejamento do sistema elétrico para o horizonte de 2027 a 2030 sem considerar a restrição de potência como parâmetro de decisão do modelo e considerando a restrição mínima de contratação de potência de 105% da demanda anual conforme metodologia utilizada pelo planejador [3]. Para a análise de atendimento aos critérios de suprimento foram realizadas simulações no modelo de despacho hidrotérmico SDDP desenvolvido pela empresa de consultoria PSR. Informações sobre o modelo podem ser encontradas em [4].

Ainda, será sugerido um aprimoramento na forma de calcular a contribuição de potência firme para as fontes hídricas e renováveis não despacháveis, que difere das atuais regras utilizadas pelo planejador do SEB. A metodologia aplicada neste estudo considera o efeito do histórico de vazões para as usinas a fio d'água, o que não é realizado pelo planejador em sua metodologia. A metodologia sugerida neste trabalho considera cenários de geração eólica e solar de forma individualizada, diferente da metodologia do planejador que utiliza os cenários agregados, além de a métrica aqui sugerida considerar a média dos 100 piores cenários. Já o planejador utiliza o P95% da geração conjunta eólica e solar.

Uma sensibilidade na fórmula de cálculo da contribuição de potência de cada usina hidrelétrica também será mostrada de forma a averiguar a importância da forma de cálculo da contribuição de potência das fontes através da comparação destes dois cenários. E será aplicada a metodologia do planejador no estudo de caso deste trabalho, de modo a comparar os dois

métodos, a sugerida e a atual, verificando se a metodologia utilizada hoje está adequada para refletir a real necessidade de contratação de potência no sistema.

O atendimento aos critérios de suprimento resultantes do planejamento da expansão dos casos simulados também serão avaliados, utilizando as métricas vigentes utilizadas pelo planejador.

1.1. ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 2 traz uma revisão bibliográfica acerca do planejamento da expansão de sistemas elétricos considerando restrições de energia e de potência, mostrando a evolução dos estudos em decorrência da alteração das perspectivas da matriz de energia elétrica ao redor do mundo. A ascensão de fontes renováveis levou a necessidades de inserção de restrições que garantissem o atendimento à ponta e a mudanças nos mercados de energia, com o surgimento de novos produtos que envolvem a comercialização de potência e que remunerem adequadamente os geradores que fornecem este tipo de serviço.

O Capítulo 3 traz uma contextualização do atual cenário no Brasil, mostrando a evolução da matriz de energia elétrica e a queda na capacidade de regularização das usinas hidrelétricas, que até então garantiam o atendimento à demanda de ponta no país. O capítulo também fala da Modernização do Setor Elétrico e as alterações no atual marco regulatório do setor com o foco na garantia de suprimento do sistema.

Já o Capítulo 4 descreve a atual metodologia utilizada pelo planejador para realizar o planejamento da expansão do sistema elétrico e qual a forma atual de contratação e conseqüente incentivo para a entrada de novos geradores na matriz. Ainda procura mostrar as mudanças que o planejador sugere que ocorram para que o planejamento possa englobar restrições de potência e alterações que devem ocorrer no mercado de energia para que os geradores continuem tendo incentivo a entrar e a fornecer este novo serviço.

No Capítulo 5 são introduzidas as formulações matemáticas gerais do problema de planejamento da expansão e planejamento da operação, e uma breve descrição dos respectivos modelos OPTGEN e SDDP que resolvem estes dois problemas e que foram utilizados neste trabalho para as simulações dos estudos de caso apresentados.

O Capítulo 6 mostra a metodologia utilizada nos estudos de caso que serão apresentados neste trabalho. Insere o leitor na atual metodologia utilizada pelo planejador para calcular a

contribuição de potência de cada fonte da matriz, e ainda sugere uma outra forma de calcular a contribuição de potência para usinas hidrelétricas e renováveis.

Os principais resultados encontrados nos estudos realizados serão mostrados no Capítulo 7. A resposta à pergunta que este trabalho procura responder também será mostrada: Qual a importância de se considerar a restrição de potência como parâmetro de decisão no planejamento da expansão? Há diferença significativa no resultado da decisão de investimento para o planejamento da expansão caso o cálculo da contribuição de potência de algum tipo de fonte for alterado?

O Capítulo 8 traz a conclusão obtida a partir das análises dos resultados dos casos simulados, e fornece sugestões para trabalhos futuros que visam complementar os estudos realizados neste trabalho.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Duas funções importantes na gestão do sistema elétrico são a expansão e operação do sistema [5]. Elas têm como meta final a economicidade, confiabilidade e sustentabilidade do setor [5]. A expansão determina os recursos disponíveis para a operação a longo prazo, e a operação ótima destes recursos deve ser considerada ao se realizar o planejamento da expansão, uma vez que a não integração do planejamento com a operação do sistema neste processo pode acarretar aumento de custos ou riscos no suprimento de energia [5].

O planejamento da expansão pode ser realizado de duas formas, através de um modelo centralizado ou descentralizado. No modelo centralizado, o planejador, que geralmente é um agente governamental, define a expansão do sistema [6]. Em um modelo descentralizado, agentes privados realizam a expansão de forma independente, construindo plantas com o objetivo de maximizar sua própria receita, [6] ou seja, sem levar em consideração a complementariedade entre as fontes.

No Brasil, o planejamento da expansão em relação à geração é dividido em dois ambientes, ambiente livre e ambiente regulado. No ambiente regulado a expansão ocorre de forma centralizada e no livre não [7]. Quanto ao planejamento da transmissão, bem como a operação do sistema, estes são realizados de forma centralizada [7]. No planejamento centralizado, um agente é responsável por fazer análises e estudos e definir os montantes de energia a serem contratados por cada tipo de fonte, e, quando cada usina deve ser implementada [7]. No quesito operação, há um agente responsável por definir quais usinas estarão despachadas a cada momento da operação do sistema [5].

No que diz respeito ao mercado de energia, pode-se dizer que ele confere a dimensão do parque gerador de um sistema, uma vez que o desenho de mercado define as condições econômicas as quais os geradores, transmissores e consumidores estarão sujeitos, além de definir as condições de operação deste sistema elétrico. As próximas seções tratarão de uma análise bibliográfica acerca do planejamento da expansão e mercados de energia elétrica.

2.1. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E ADEQUABILIDADE DE SUPRIMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

2.1.1. Planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos

Zhu e Chow em [8] apresentam uma revisão das metodologias utilizadas para o cálculo do planejamento da expansão de sistemas elétricos. O planejamento da expansão busca responder a seguinte pergunta: quais unidades geradoras devem ser construídas e quando elas devem entrar em operação a longo prazo no horizonte de planejamento. Os critérios utilizados são: minimizar o custo total (custo de investimento mais custo operativo), e/ou maximizar a confiabilidade considerando diferentes tipos de restrições. Zhu e Chow citam que o problema do planejamento da expansão é um problema de otimização de larga escala de natureza não linear, e geralmente é resolvido através de programação linear, não linear, dinâmica, ou inteira, considerando algumas simplificações. Os autores apresentam as técnicas Expert Systems, Lógica Fuzzy, Redes Neurais Artificiais, Fluxo de Potência, Processos Hierárquicos, entre outros.

2.1.2. Planejamento da expansão de sistemas com penetração de renováveis

Oree, Hassen e Fleming em [9] alegam que a inserção de fontes com alta volatilidade na geração devido a adoção de políticas de descarbonização e relacionadas à sustentabilidade, trouxeram uma nova dificuldade em termos de planejamento da expansão do sistema. Estas fontes geram uma nova dinâmica que introduz variabilidade e incerteza na geração, o que causa uma maior dificuldade e se determinar o melhor portfólio de fontes para a expansão do sistema. Eles alegam que para manter a confiabilidade do sistema é importante considerar as características operacionais de todas as fontes.

Os autores introduzem 4 incertezas acerca do planejamento da expansão para que seja feito de forma eficiente: (i) quais os tipos de fontes serão adicionadas ao sistema, (ii) a capacidade instalada de cada fonte, (iii) a localização destas plantas, e (iv) quando elas devem ser implementadas. Eles alegam que uma variedade de técnicas de otimização foi utilizada ao longo dos anos e simplificações também foram assumidas com relação à operação das usinas para que fosse possível serem realizados estudos acerca do planejamento da expansão. Os autores fazem uma revisão de vários aspectos operacionais e mostram as dificuldades em se planejar o sistema considerando a evolução das tecnologias ao longo dos anos e considerando a alta inserção de fontes renováveis. A revisão mostra também, diferentes técnicas que vem sendo utilizadas para se considerar a capacidade e flexibilidade de um sistema e levar estes

parâmetros e consideração no planejamento de longo prazo de forma a oferecer maior confiabilidade e evitar cortes de carga.

2.1.3. Planejamento da expansão considerando a confiabilidade como parâmetro de decisão

Moreira, Pozo, Street e Sauma em [10] apresentaram um estudo de um modelo de min-max-min de dois estágios com objetivo de otimizar a expansão do sistema de transmissão e da capacidade de geração renovável de forma a assegurar altos padrões de segurança do sistema. Os autores alegam que um sistema de transmissão bem planejado é capaz de induzir melhor a expansão da geração. Eles alegam também que geralmente as usinas renováveis são instaladas em áreas remotas distantes dos centros de carga e da geração convencional, térmica e hídrica, e que estas características contribuem para a diminuição da confiabilidade do sistema dificultando o provimento de capacidade/flexibilidade deste sistema. O modelo proposto visa determinar a geração renovável e a expansão da transmissão resultantes do modelo, considerando incerteza de injeção nodal correlacionada, bem como considerar múltiplos critérios de segurança do sistema. O problema é decomposto em três níveis: um para determinar o plano de investimento da geração combinada com a transmissão, bem como a operação deste sistema, outro nível para identificar as contingências associadas à injeção nodal das renováveis, e um nível para determinar ações de correção do pós-contingência.

Neste mesmo trabalho são apresentados três estudos de caso, um caso base, composto por 3 barras existentes e 2 candidatas à expansão, outro utilizando o exemplo 118 barras IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), e por fim, um estudo de caso com o sistema chileno. Os resultados dos casos corroboraram a eficácia da metodologia apresentada.

L.C.Costa, F.S.Thomé, J.D.Garcia e M.V.Pereira em [11] apresentam uma metodologia que incorpora o atendimento aos problemas de confiabilidade ao planejamento e expansão de sistemas elétricos. Os autores alegam que geralmente o planejamento da expansão é formulado pela minimização dos custos totais de investimento e operação. O estudo feito apresenta uma metodologia para o planejamento da expansão onde é possível analisar o benefício conjunto de cada projeto, em termos de redução dos custos operativos e de investimentos e do aumento na confiabilidade geral do sistema. Para isto, eles utilizam o método da decomposição de Benders e separam o problema original em três subproblemas: operação, investimento, e confiabilidade do sistema. Além disto, ao invés de utilizarem métricas clássicas para analisar este tipo de problema, como o LOLP (*Loss of Load Probability ou Probabilidade de Perda de Carga*) e

EPNS (*Expected Power Not Supplied* ou *Potência Não Suprida*), os autores sugerem realizar análises através de métricas comuns no mercado financeiro, o VaR (*Value at Risk*) e CVaR (*Conditional Value at Risk*). De acordo com os autores, a utilização destas métricas permite analisar a profundidade da função de distribuição de probabilidade de ocorrência de déficits no sistema.

O trabalho ainda apresenta um estudo de caso que consiste em obter a otimização do planejamento da expansão do sistema de geração da Bolívia. Para isto, foi realizada a comparação entre dois estudos, um estudo feito através da formulação clássica, apenas considerando a minimização do custo de investimento e do custo operacional, e outro considerando também o critério de confiabilidade do sistema (utilizando a técnica sugerida no próprio artigo). O resultado mostrou que ao se considerar o critério de confiabilidade foram necessários menos investimentos em termos de capacidade instalada, porém, o custo operativo destes investimentos foi maior do que no caso com a metodologia clássica. Mesmo com custos operativos maiores, o custo total (soma dos custos de investimento e dos custos operativos) foi menor no caso em que o critério de confiabilidade foi utilizado, o que mostra o benefício que pode haver em investir em um gerador com menor custo de instalação, porém, com maior custo de operação. Isto significa que é possível manter a confiabilidade do sistema a um menor custo total. Ainda, foi mostrado que ao se utilizar o critério de análise através da métrica do CVaR, os investimentos e o custo total acabaram sendo menores do que utilizando apenas a métrica EPNS.

2.1.4. Mercados puramente de energia

No âmbito internacional, Oren [12] e Hogan [13] fizeram estudos acerca da correta precificação e remuneração dos empreendimentos de geração nos mercados puramente de energia, abordando o conceito do “*missing money*”¹, analisando a elevação dos preços-teto do mercado spot de energia e a adoção de um mercado de capacidade como possíveis resoluções do problema. Eles concluem, porém, que a adoção de um mercado secundário, o de capacidade não é a melhor saída. Apontam que seria mais simples produzir preços de energia corretos - ou seja, que melhor sinalizem as necessidades dos geradores - à adoção de pagamentos secundários em um mercado de capacidade. Ambos os autores defendem a ideia de adotar uma política

¹ Problema quando o preço do mercado de energia não é suficiente para atrair novos investimentos em expansão da geração, comprometendo o nível desejado de segurança de suprimento, [45] geralmente causado pela intervenção de terceiros, através da imposição de um preço-teto que impedem os preços de atingir níveis muito altos.

centralizada que corrija as imperfeições do mercado puramente de energia ao invés da reformulação do mercado para a contratação de capacidade.

Mais tarde, Hogan realizou novos estudos acerca de contribuir com melhorias para o desenho de um mercado de energia e capacidade. Hogan em [14] estudou o problema do “*preço de escassez*”², alegando que melhores sinalizações de preço poderiam aumentar o nível de segurança do sistema, uma vez que preços que não remunerem adequadamente os serviços dos geradores acabam desincentivando novos entrantes no mercado. Ele propõe um modelo de precificação pela reserva operativa do sistema, cujo valor do incremento da reserva operativa deveria ser igual ao “VOLL” (*Value of Lost Load ou Valor da Carga Perdida*) multiplicado pelo “LOLP” ou seja, a modelagem de uma curva de preços para remuneração dos serviços de reserva operativa deve depender do nível de segurança desejado. Hogan alega que esta proposta poderia diminuir o problema do “*missing money*”, consequência do “*preço de escassez*”. Hogan cita a reserva operativa como uma das definições de capacidade entre os mercados existentes, e ainda cita as dificuldades em se definir e implementar um mercado de capacidade, visto que ela pode ser considerada como a necessidade de suprimento anos, dias ou horas à frente, e depende de uma variedade de configurações de capacidade instalada e energia gerada.

2.1.5. Mercados de capacidade

Peter Cramton é um autor que realizou diversos estudos ao longo dos anos para analisar os desenhos de mercado de energia elétrica e a contratação de capacidade. Em [15], Cramton e Stoft realizaram uma análise completa do funcionamento dos mercados de capacidade e suas fragilidades. Eles analisaram a complexidade de se precificar a contratação de confiabilidade em um sistema. Em um mercado de capacidade, o “*strike price ou preço de exercício*” é o preço de contratação da capacidade, e deve ser maior que os preços *spot* de energia, de forma a atrair os geradores (o “*preço de exercício*” acaba também por definir o teto dos preços *spot*). Cramton e Stoft advertem que os mercados de energia estão fadados ao “*problema de adequação de suprimento*”³, e citam como solução, a realização de leilões de capacidade, onde o mercado controla o “*preço de exercício*”, e o regulador do mercado controla a quantidade de capacidade

² O “*preço de escassez*” ou “*scarcity pricing*” é um termo econômico que se refere à escalada de preços que ocorre quando a oferta se torna reduzida no mercado de commodities. À medida que a demanda se aproxima dos limites da oferta, os preços aumentam, refletindo a crescente escassez [46].

³ Complexidade em prover uma quantidade de capacidade suficiente que otimize a duração dos cortes de carga ou “*blackouts*”, ou seja, a resolução do *trade-off* entre capacidade e *blackouts* (encontrar a quantidade ótima de contratação de capacidade a fim de evitar que ocorram *blackouts*, sem gerar excesso de confiabilidade, o que acarretaria custos elevados e desnecessários).

a ser contratada. Nestes leilões, realizados anualmente, os geradores existentes podem exercer contratos com duração de um ano, e novos entrantes podem exercer contratos com duração de até sete anos. Caso em algum leilão não haja ofertas, os geradores com contratos existentes têm seus contratos prorrogados por mais um ano. Os produtos dos leilões geralmente são entregues três anos à frente de sua realização.

Após citarem como resolver o “*problema de adequação de suprimento*” os autores levantam as preocupações e os benefícios encontrados nos mercados de capacidade do nordeste dos EUA (PJM, ISO-NE e NYISO) e nos mercados europeus. Nestes mercados, os geradores têm a possibilidade de exercer contratos futuros de forma a criarem um hedge contra a volatilidade dos preços *spot* no “*mercado em tempo real*” vendendo energia, além da venda de capacidade, de forma a aumentarem suas receitas.

Uma das preocupações levantadas é a de que os geradores não estariam preocupados em garantir a entrega da capacidade máxima ao sistema, uma vez que a metodologia utilizada nestes mercados não incentiva os geradores a isto, pois suas receitas não são afetadas caso não haja o desempenho esperado. Este problema, porém, não aumentaria a probabilidade de déficits no sistema, apenas a duração dos déficits.

Outro ponto levantado é fato de que no mercado europeu existe a possibilidade de realização de contratos de energia entre diferentes países, e, então, caso o preço do “*mercado em tempo real*” em um país esteja acima do “*preço de exercício*” (preço de venda de capacidade do gerador), este gerador iria preferir entregar energia no “*mercado em tempo real*” do outro país onde não possui obrigação de entrega de capacidade, acabando por desbalancear as ofertas de capacidade em seu país de origem. Porém, Crantom e Stoft demonstram que o incentivo às exportações são os mesmos em um mercado com ou sem opções de contratação de capacidade, portanto, a existência de um mercado de capacidade não agravaria este problema.

Os autores analisam, portanto, que a adoção de um mercado de capacidade não aumenta os riscos de um sistema baseado somente na contratação de energia, o que ocorre, no entanto, é apenas o benefício de aumentar a segurança e confiabilidade deste sistema.

Crantom e Ockenfels em [16] e Crantom, Ockenfels e Stoft em [17] alegaram que as necessidades de criação de um mercado de capacidade advêm de diversas falhas de mercado, onde um dos problemas notórios é a baixa flexibilidade da demanda. Eles advertem que os consumidores desconhecem os preços em tempo real da energia (preços *spot*), e com isto, não

estão aptos a responder às variações intra-diárias de preços. Este fato torna os preços inelásticos à demanda e cria a necessidade de adoção de mecanismos de contratação de confiabilidade em mercados que antes eram baseados somente em contratação de energia. Eles associam à falta de elasticidade demanda-preço à possibilidade de ocorrência de déficits ou “*blackouts*”.

Cramton, Ockenfels e Stoft também analisam o desenho de mercado de capacidade e os mecanismos que minimizam o “*problema de adequação de suprimento*” baseando-se nas experiências dos mercados da Colômbia, do New England, e os mercados do Reino Unido e Alemanha. Ainda, comparam a confiabilidade dos mercados baseados apenas na contratação de energia com os mercados que contratam energia e capacidade. A semelhança entre estes mercados é a dependência dos reguladores em definir os níveis de confiabilidade necessários no sistema.

Eles levantam que há um problema nos mercados de capacidade em gerar preços que reflitam o custo de oportunidade na visão dos consumidores quando toda a capacidade do sistema está sendo utilizada, ou seja, o preço marginal, pois são estes preços que definem a necessidade ou não de contratação de capacidade (problema do “*missing money*”). Citam ainda que o mercado de capacidade tem sido utilizado por algumas empresas para realização de *lobby*, pois muitas vezes acabam se tornando uma fonte de subsídios para os geradores existentes. Sobre os mercados que contratam apenas energia, citam que há um problema de poder de mercado e altos custos aos consumidores quando este mercado contrata energia suficiente para resolver o “*problema de adequação de suprimento*”, ou seja, acabam por contratar energia em demasia.

Além dos trabalhos citados anteriormente, Crantom realizou diversos outros estudos. Em [18] por exemplo, analisou o mercado de capacidade que estava para ser implementado na Colômbia na época, apresentando uma proposta de modelo de leilão e de modelo de transição mais adequados, de forma a otimizar os custos dos contratos de energia e capacidade, otimizar os preços spot de energia, e diminuir os riscos dos geradores e consumidores. Em um trabalho mais recente, Crantom [19], analisou problemas nas restrições de transmissão ocasionados pela alta inserção de energia renovável no atual modelo de mercado de energia e capacidade existente na Europa. Estes problemas forçam o operador a fazer um re-despacho das usinas, o que causa uma divergência entre os preços spot e os custos do re-despacho, levando os geradores a tentarem ganhar dinheiro com as diferenças de preços. Crantom cita que o desenho de mercado é vital para que seja possível prover capacidade aos menores custos possíveis e

ainda motivar novos entrantes ao sistema. Novas tecnologias estão surgindo, e o mercado futuro deverá suportar a alta inserção renovável e considerar o portfólio entre as fontes, e isto só será possível através de análises e estudos que levem a um mercado de energia e capacidade bem planejados.

Newbery em [20] tem uma visão oposta à adoção de um mercado de capacidade. Ele analisa a comparação entre um mercado puro de energia – como era adotado na época ainda por grande parte dos países europeus – com o mercado de capacidade implementado na Grã-Bretanha. O autor avalia que os leilões de capacidade tendem a sobrecontratar capacidade no sistema, aumentando o problema do “*missing money*”, e não diminuindo como os autores anteriores citaram.

A literatura internacional possui diversas análises sobre os mercados de capacidade desde os anos 2000. Nesta época, os trabalhos traziam uma abordagem mais analítica sobre o desenvolvimento do desenho de mercado de capacidade/confiabilidade/potência. Com o passar dos anos, porém, a literatura foi avançando e como pôde-se perceber anteriormente, os trabalhos mais recentes estão sendo desenvolvidos através da aplicação de estudos de casos em mercados mais maduros, com a sugestão de novas metodologias objetivando aprimorar os mercados existentes e resolver os problemas que começam a surgir.

O trabalho desenvolvido por Hach, Chyong e Spinler em [21], entra nesta categoria. Os autores citam que as fontes renováveis (eólica e solar) começaram a crescer e ganhar espaço nos mercados europeus devido à tarifa “*feed-in*”⁴ concedida a elas, o que fez com que as fontes de energia convencionais – essenciais no atendimento à capacidade e confiabilidade do sistema – começassem a se tornar não rentáveis. Eles avaliaram então as diferenças existentes em um mercado sem capacidade, ou seja, um mercado puramente de energia, um mercado de capacidade para contratação de nova capacidade, e um mercado de capacidade para contratação de capacidade nova e existente, aplicados no mercado da Grã Bretanha⁵. Para realização desta análise eles criaram um modelo para tomada de decisão em investimentos em contratação de geração advinda de diversas fontes de energia, levando em consideração as três dimensões da política energética europeia: acessibilidade, confiabilidade e sustentabilidade. Eles constataram que um mercado de capacidade seja através da contratação de empreendimentos novos ou

⁴ Um incentivo dado às renováveis através de políticas públicas com objetivo de incentivar a inserção e o aumento desta tecnologia.

⁵ Na época o mercado da Grã Bretanha era puramente de energia e estava prevista a implementação de um mercado de capacidade.

existentes, reduz os preços ofertados pelos geradores, ou seja, diminui os preços de energia, e diminui as chances de ocorrência de déficits. A comparação entre contratar novos empreendimentos para atender capacidade ou contratar empreendimentos existentes mostra que a contratação via novos geradores pode reduzir, as emissões de CO₂. Além disso, os custos também se apresentaram menores, pois a remuneração no começo do horizonte para os geradores novos seria menor do que para os geradores existentes. Os autores concluem então, que a adoção de um mercado de capacidade aumenta a confiabilidade do sistema, diminui os custos de geração de energia e diminui a volatilidade dos preços de energia, além de manter um portfólio adequado de fontes de forma a atender aos três pilares da política energética.

Este estudo de caso é bem interessante para analisar o caso brasileiro, pois se assemelha ao que vem ocorrendo ultimamente no país. A contratação de novos empreendimentos vem ocorrendo em sua maioria através de fontes renováveis com alta volatilidade na geração, e as análises de planejamento e expansão do setor indicam uma necessidade futura de aumentar a confiabilidade do sistema de forma a atender à demanda de ponta [22]. Há diversas diferenças regulatórias, porém, que devem ser analisadas no setor elétrico brasileiro, como por exemplo: os preços do mercado de energia no Brasil são formados através de modelos de simulação estocástica, e não através de ofertas de preços como nos mercados internacionais. No Brasil as usinas possuem um certificado de energia firme, que atualmente é conhecido como garantia física, e este valor limita a quantidade de energia que um empreendimento pode comercializar. Este parâmetro não é utilizado ou conhecido nos mercados internacionais, e ele dificulta a adoção de um mercado de capacidade, pois limita também, de certa forma, a remuneração dos agentes geradores. Há também muita complexibilidade acerca do arcabouço regulatório brasileiro, como o regime de cotas, o MRE (Mecanismo de Realocação de Energia), os contratos legados, entre outros, o que dificulta a alteração do desenho de mercado atual. Serão analisados, portanto, alguns trabalhos realizados na literatura nacional, a fim de avaliar se alguns destes problemas já foram estudados.

Com relação à literatura brasileira, Zucarato [23] realizou um estudo sobre o mercado de capacidade em sistemas com predominância de geração hidrelétrica, alegando que um mercado puramente de energia não remunera as hidrelétricas de forma suficiente, sendo sugerida a contratação de um serviço adicional, o de capacidade, de forma a sinalizar a necessidade de geração adicional ao sistema. Zucarato se baseia no mercado brasileiro para sua análise, e cita que a expansão do setor elétrico se deu – até o momento de sua publicação – por decorrência de fatores conjunturais que ocasionaram o impulso por novos investimentos, além

de estes mesmos fatores terem impedido que ocorresse um desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia. Ele alega que a expansão estava sendo realizada através de empreendimentos que não seriam os melhores para atender às necessidades do sistema, e que as sinalizações econômicas não estavam corretas, criando ciclos de excesso e de escassez de investimentos.

Zucarato propõe então um modelo de simulação para avaliar o desempenho de um mercado de capacidade em sistemas com predominância hidrelétrica levando em consideração incertezas na demanda e nas afluências futuras. Este modelo seria uma ferramenta para ajudar os reguladores e projetistas a coordenarem o mercado. O autor informa que os mercados puramente de energia até são capazes de induzir o nível adequado de suprimento de um sistema, porém, dificuldades na implantação deste mercado puro levaram a uma onda de reestruturações nos anos 2000 nos mercados internacionais, mais maduros que o mercado brasileiro. O mercado puramente de energia leva os investidores à uma tendência de exercer o poder de mercado, e a adoção de um mercado de capacidade foi a medida encontrada para mitigar este efeito. Ele alega que uma curva de demanda por capacidade melhora o desempenho dinâmico do sistema garantindo também a expansão ao menor custo.

As análises do mercado puramente de energia foram tratadas através de um modelo econométrico e o mercado de capacidade por um modelo microeconômico. O modelo proposto por Zucarato analisa o nível de reserva de capacidade, a aversão ao risco pelo lado dos investidores, e o impacto na matriz energética.

Viana em [24] afirma que apesar de os leilões realizados no SEB servirem como referências mundiais, eles possuem problemas e limitações, como por exemplo: exclusividade para o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), destacando a importância e o crescimento atual do Mercado Livre, a ausência de sinais de transmissão, não levando em consideração os custos de se implantar um projeto próximo ou distante dos centros de carga, e a falta de um mecanismo que atenda à ponta do sistema, pois atualmente os leilões observam somente a lógica energética e não a elétrica.

Viana aponta ainda que a demanda máxima instantânea do SIN (Sistema Interligado Nacional) vem crescendo com o decorrer dos anos com números da ordem de 2,19% ao ano. O sistema de acordo com ele, não possui um mecanismo que atenda à ponta, pois, este era baseado na expansão hidrelétrica, até que as fontes renováveis não despacháveis foram tomando seu lugar devido à fatores econômicos e questões ambientais. O autor cita que mesmo que estas

novas tecnologias não tivessem tomado o lugar das hidrelétricas na expansão, esta seria dada pelas termelétricas, o que traria maior liberdade ao operador do sistema, porém, através de custos mais elevados. Deve-se então, de acordo com Viana (2019) buscar soluções regulatórias e de mercado utilizando as tecnologias disponíveis.

Viana propõe, portanto, a realização de leilões de ponta para atendimento à demanda instantânea do setor elétrico brasileiro. Nestes leilões os geradores receberiam uma receita para estarem disponíveis ao sistema a ser paga por todos os consumidores do SIN na proporção de seus consumos verificados nos últimos doze meses. Os geradores teriam ainda a liberdade de vender suas respectivas energias (limitadas ao valor da garantia física, conforme regras vigentes) através de acordos bilaterais. Estes leilões seriam regionais devido às diferentes características locais, e seriam centralizados pela CCEE, que também seria a única compradora, repassando todos os custos aos consumidores. O MME daria o direcionamento através do suporte técnico da EPE e do ONS, e os leilões deveriam ter um prazo adequado para que a receita com a venda de capacidade fosse suficiente para cobrir os investimentos e assegurar um retorno mínimo aos seus investidores.

Martins Ferreira em [25] faz uma proposta de contratação de capacidade via leilões e analisa um estudo de caso para avaliar a viabilidade de um projeto hidrelétrico estruturante neste novo mercado. Martins assume que o critério de confiabilidade dos empreendimentos seria dado através de suas garantias físicas (afirmando que este conceito se assemelha ao utilizado no mercado colombiano) – o que parece não fazer muito sentido, já que a garantia física é uma métrica que mensura energia ao longo do tempo e não capacidade instalada ou flexibilidade em atender à ponta –, além de citar a necessidade de adoção de um procedimento de planejamento sob domínio da EPE para evitar o risco de *lobby* por parte dos empreendedores. Ele também propõe que os contratos de capacidade de empreendimentos existentes tenham durações menores do que os firmados por empreendimentos novos, isto porque estes empreendimentos já se encontrariam amortizados. No estudo de caso foram analisados três diferentes cenários de valores para a venda de energia via contratos bilaterais, e para cada um destes cenários foram feitos cinco cenários de remuneração para o produto capacidade. O autor conclui que os preços com a venda de energia interferem no valor que o empreendedor estaria apto a vender a capacidade, de forma que a oneração do investimento resulte em uma taxa de retorno aceitável para sua implantação. De acordo com o autor, o cenário de preços de energia mais provável de ocorrer (venda de energia a 136 R\$/MWh), traria uma TIR de 7,5% ao empreendedor com a venda de capacidade a 15 R\$/MWh.

2.2. CONTRIBUIÇÃO DESTA DISSERTAÇÃO

Este trabalho consiste em avaliar a importância de utilizar o requisito de potência como parâmetro de decisão no planejamento da expansão do SEB. Além de também analisar a importância do cálculo da contribuição de potência das fontes, sugerindo uma nova metodologia de cálculo para as fontes hidrelétricas e renováveis não despacháveis distintas da utilizada pelo planejador e comparando duas métricas diferentes para o cálculo da contribuição de potência das usinas hidrelétricas.

Este capítulo trouxe uma revisão bibliográfica a respeito das metodologias utilizadas para o planejamento da expansão, e a respeito da contratação de energia e confiabilidade/capacidade/potência no âmbito internacional, mostrando a experiência de mercados internacionais e como eles tem contornado os problemas encontrados ao longo do tempo. O capítulo trouxe também algumas análises realizadas sobre a alteração do modelo atual do mercado de energia brasileiro, com a finalidade de ser implementada a contratação de capacidade. Este não é um tema novo, uma vez que a ideia da contratação de potência surgiu no Brasil desde a primeira reestruturação do setor, no projeto RESEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro) em 1998, porém, a literatura nacional carece de estudos voltados ao mercado brasileiro.

3. CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA DE ATENDIMENTO À DEMANDA DE PONTA NO BRASIL

3.1. A NECESSIDADE DE CONTRATAÇÃO DE POTÊNCIA NO SIN

O mês de janeiro de 2019 foi marcado pelos recordes na carga do SIN. A carga bateu o recorde 4 vezes, tendo um novo pico a cada quebra de recorde devido às elevadas temperaturas no mês. O atual recorde foi verificado no dia 30 de janeiro de 2019, onde a carga do SIN chegou a 90,525MW [26].

Comparando o atual recorde de carga do SIN com a capacidade instalada atual de 174,43GW [27] pode-se dizer que há uma sobra entre o pico de demanda de carga e a quantidade máxima de potência que o sistema consegue entregar da ordem de 83,905GW. Com isto, há de se perguntar: há necessidade de contratação de potência no Brasil atualmente?

O balanço estrutural do sistema de acordo com [28] compara a oferta estrutural com a demanda projetada no sistema até o ano de 2024. A oferta estrutural utiliza os critérios de suprimento atuais aplicados à todas as usinas em operação, como se houvesse uma revisão em suas garantias físicas com uma regra unificada. Esta comparação mostra que há uma sobra estrutural durante todo o horizonte analisado, que varia de 10GW a 6GW ao longo de 2020 a 2026, isto significa que há capacidade estrutural de atendimento à demanda, e não há necessidade de contratação de energia. Já o balanço de garantia física de acordo com [28], verifica se há certificados de garantia física suficientes para atender à demanda do SIN. As duas metodologias mostram não haver necessidade de contratação de energia no horizonte analisado, vide Figura 1 e Figura 2.

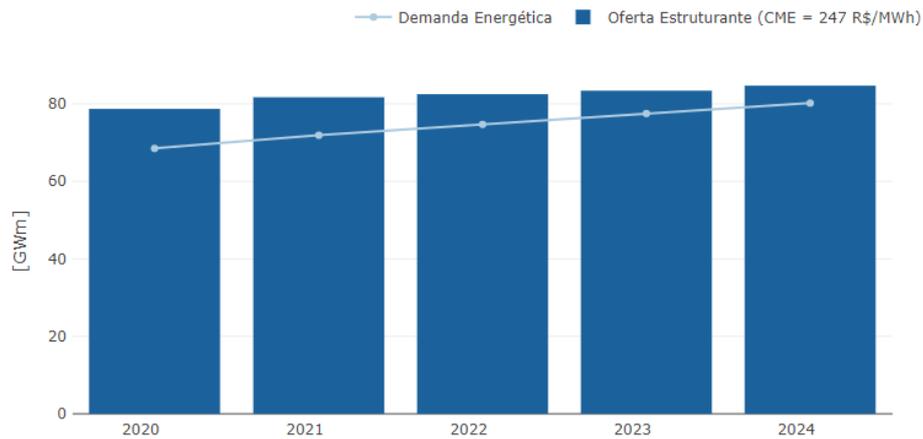


Figura 1 - Balanço estrutural SIN [28]

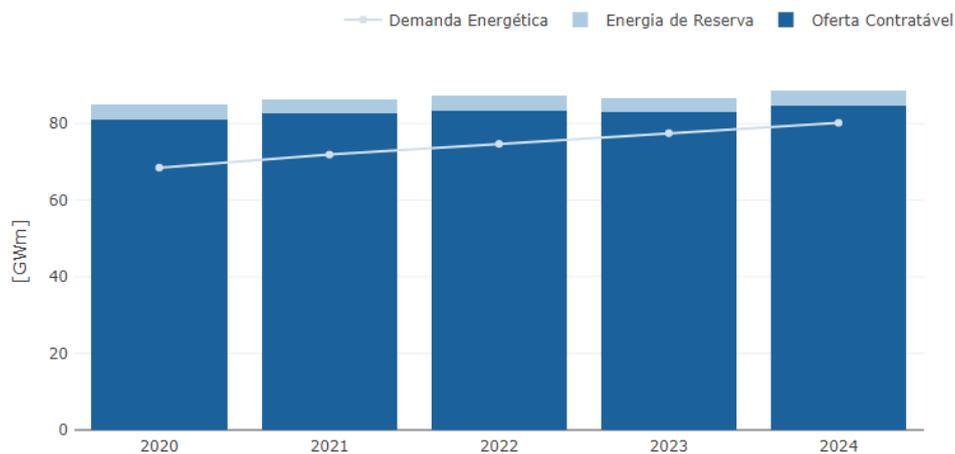


Figura 2 - Balanço de garantia física SIN [28]

Embora os balanços mostrados não indiquem a necessidade de contratação de energia, o Plano Decenal de Expansão 2029 indica a necessidade de contratação de usinas com possibilidade de modulação em escala diária, com intuito de atender à demanda de ponta do sistema. Ainda, o documento realiza a expansão do SIN considerando que a fonte utilizada para fazer frente à segurança do sistema será a termelétrica. De acordo com o PDE 2029, há necessidade de contratação de oferta específica que garanta o suprimento de potência instantânea agregando capacidade ao SIN a partir de 2024 [22]. A necessidade apresentada para o ano de 2024 varia entre 0,7GW e 3,8GW de acordo com o crescimento da demanda. Os dados são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Necessidade de contratação de potência [29]

| Valores em MW | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|---|------|------|------|-------|-------|-------|
| Mercado de Referência (3,0%/a.a. PIB ; 3,7%/a.a. Carga) | - | - | - | 3 873 | 6 165 | 9 710 |
| Mercado Baixo (2,1%/a.a. PIB; 3,0%/a.a Carga) | - | - | - | 787 | 2 447 | 5 377 |

O documento indica que a necessidade de potência do sistema não se faz necessária somente pelo crescimento da carga, porém, também pela relação entre o fator de carga do sistema e a capacidade de modulação da geração no mesmo instante. O fator de carga do sistema é dado como a relação entre a carga média de energia e a demanda máxima [22].

O estudo mostra ainda o fator de despacho médio das usinas termelétricas que supririam a necessidade de atendimento à ponta, as chamadas térmicas indicativas. O exemplo mostrado no estudo refere-se ao ano de 2029 e contempla as térmicas indicativas do Sudeste, nele pode-se observar um maior despacho das usinas nos períodos de atendimento à ponta [22].

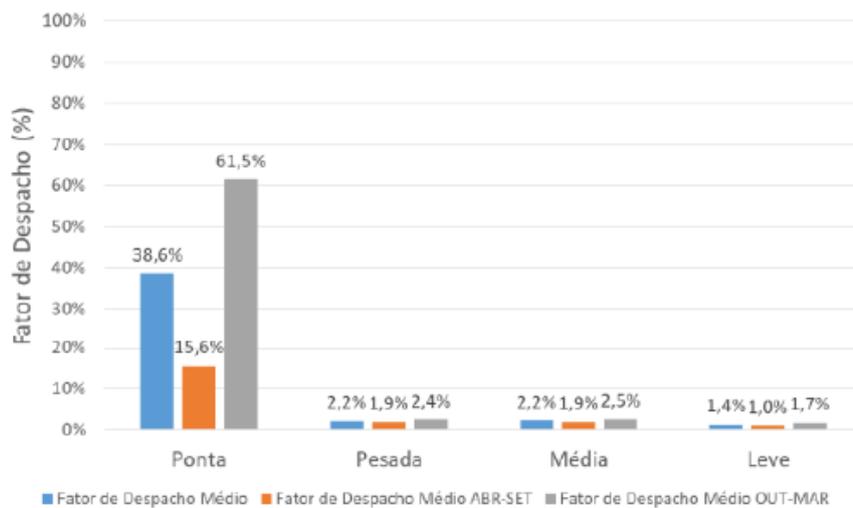


Figura 3 - Fator de despacho médio por patamar de carga - UTEs indicativas SE em 2029 [22]

No segundo semestre de 2020, no entanto, a EPE fez um estudo preliminar do PDE 2030 versão consulta pública, considerando um cenário de carga reduzido devido às condições do pós pandemia e indicou que a necessidade de potência foi postergada de 2024 para o ano de 2026 [3].

3.1.1. Alternativas para mitigação do problema de atendimento à ponta

De acordo com o PDE 2029, uma alteração no novo marco regulatório do SEB que pode diminuir a necessidade de suprimento de ponta é a melhoria na sinalização dos preços de energia, ou seja, a adoção do preço horário. O preço discretizado em patamares horários tende a aproximar a operação real da simulada, sinalizando corretamente os custos de operação do sistema. A correta sinalização dos preços poderia levar os consumidores à adoção de práticas de eficiência energética ou realocação do consumo, migrando dos horários de pico (com preços mais caros) para horários em que o preço esteja menor [22].

Com relação à adoção dos preços com granularidade horária, o ONS já vem utilizando os resultados do modelo DESSEM (modelo de otimização oficial do setor que calcula os preços com discretização horária) para a programação da operação, de acordo com a Portaria MME nº 301 de 31 de julho de 2019. Nesta mesma Portaria consta também, a adoção deste modelo para a formação de preços do Mercado de Curto Prazo (MCP) que se iniciou em 1º de janeiro de 2021.

Uma alternativa que o PDE cita para reduzir a necessidade de suprimento de ponta pela geração, é a adoção da resposta da demanda. Nesta alternativa, os consumidores ofertariam a diminuição do consumo nos períodos mais críticos de carga por um valor, fazendo frente aos custos do despacho termelétrico.

Em 2018, a ANEEL aprovou após abertura de Audiência Pública, a implementação de um programa piloto de resposta da demanda para consumidores industriais através da Resolução Normativa nº 792 de 28 de novembro de 2017. O programa inicialmente tinha vigência no período de janeiro de 2018 a junho de 2019 e era válido para os subsistemas Norte e Nordeste. De acordo com a análise da CCEE e do ONS, o programa teve baixa adesão (somente dois agentes adeptos), e precisa, portanto, de aprimoramentos. Apesar do baixo êxito, o programa foi prorrogado até junho de 2021 [30] e ainda se encontra como medida candidata à mitigadora dos problemas de atendimento à demanda de ponta.

O PDE cita ainda a possibilidade de uma região ser importadora ou exportadora de potência. Neste caso, uma usina em um submercado poderia fornecer potência para atender à necessidade de outro submercado, a depender do cenário hidrológico daquela região. Vale lembrar que conforme citado no capítulo 3.2, a ANEEL autorizou que ocorressem alterações nos Procedimentos de Rede contemplando a folga nos intercâmbios da região Nordeste com

intuito de possíveis importações de reserva girante. O que tem ocorrido, porém, é o despacho fora da ordem de mérito, caracterizado como despacho por reserva de potência operativa das usinas termelétricas situadas no Nordeste, a fim de poupar o uso das hidrelétricas deste submercado, para que possam realizar a modulação e o suprimento de potência da própria região [32].

3.2. A DIMINUIÇÃO NA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SIN

As condições socioambientais para a autorização do desenvolvimento de novos projetos hidrelétricos com reservatórios no SIN não vêm sendo favoráveis. Apesar de o histórico do setor elétrico brasileiro contar com a construção de grandes usinas hidrelétricas, seus impactos ambientais são significativos, e nos últimos anos vem ocorrendo diversos embargos impedindo a implementação deste tipo de empreendimento. A necessidade de uma grande quantidade de área alagada é um dos principais fatores para o entrave destes projetos. Além de o desmatamento e desapropriação de terras indígenas, há ainda a possibilidade de deslocamento dos moradores destas regiões, e desvios no percurso de rios, o que dificulta ainda mais a obtenção de licenças ambientais para o desenvolvimento de novos projetos. Outro fator importante e limitante para a expansão hidrelétrica é o de que o potencial hidrelétrico restante no país, em sua maioria, está localizado em região de floresta amazônica e, portanto, com alto índice de impacto ambiental [7]. Tem-se como exemplo o último projeto hidrelétrico grande a ser construído, a UHE Belo Monte, situada no estado do Pará, que teve seu estudo de inventário iniciado em 1975, mas só conseguiu permissão para começar a ser construída em 2011 [33]. Com diversas alterações em seu projeto inicial, a usina teve uma redução na área alagada destinada a seu reservatório, sendo alterado de 1.225km² para 516km², [34] e ainda foi necessário realizar um desvio no percurso do Rio Xingu [34] para atender à nova configuração.

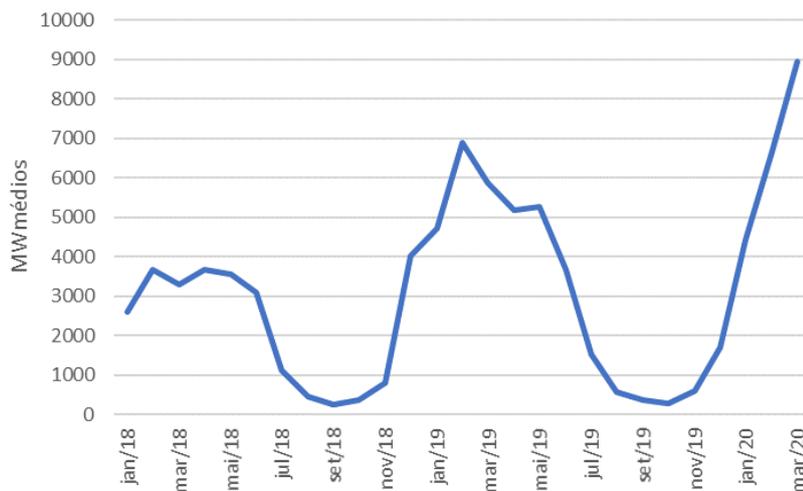


Figura 4 - Geração da UHE Belo Monte [35]

A Figura 4 mostra o perfil de geração da usina Belo Monte no horizonte de janeiro de 2018 a março de 2020. Percebe-se que por ser uma usina a fio d'água sua geração não é constante ao longo do ano, porém, possui um perfil sazonal, onde, observa-se que sua geração chega a valores muito abaixo de sua capacidade total nos períodos secos (baixas afluições), devido à falta de capacidade de regularização. O aumento na geração máxima nos períodos úmidos mostrados no gráfico se deve à motorização da usina, que terminou em novembro de 2019.

Pode-se concluir, portanto, que não há perspectiva para a implantação de novas usinas hidrelétricas com reservatórios e com capacidade de regularização plurianual no Brasil no cenário atual. A capacidade de regularização dos reservatórios do SIN vem caindo com o decorrer dos anos devido à falta de expansão através destas usinas, da alta necessidade de uso dos reservatórios atuais – e diminuição em suas capacidades de armazenamento (assoreamento dos reservatórios existentes), – e dos baixos índices de afluição ocorridos nos últimos anos.

O grau de regularização do SIN é definido como a relação entre a energia armazenada máxima e a carga a ser atendida (abatida da geração inflexível) [36]. Até o ano de 2023 – como a expansão do sistema não conta com a entrada de novas usinas com reservatório – é esperado que ocorra uma queda na capacidade de regularização do SIN, chegando a apenas 4,8 meses de regularização. Atualmente esta capacidade é de 5,4 meses conforme mostra a Figura 5.

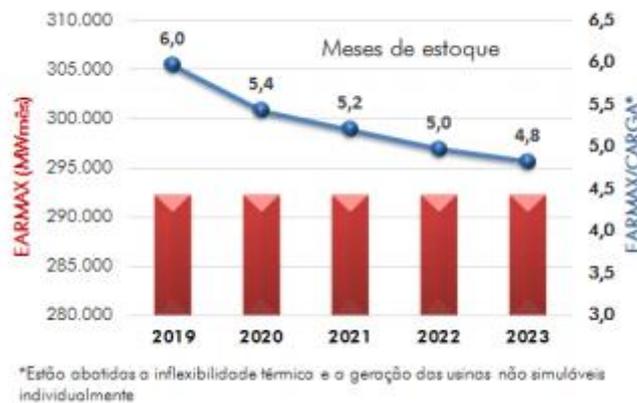


Figura 5 - Capacidade de regularização do SIN [36]

Quanto menor for a capacidade de regularização do SIN, maior será sua dependência em relação às afluições ocorridas a cada ciclo hidrológico anual. Esta dependência faz com que o sistema necessite de novos mecanismos operativos para poupar o uso das hidrelétricas como critério de segurança operativo, a fim de tentar manter os níveis de armazenamento em valores aceitáveis a cada final de período seco (na hipótese de ocorrência de baixos índices hidrológicos a cada período chuvoso) [36]. Estes mecanismos acarretam o aumento no custo operativo final do sistema em favor da segurança energética [36].

O forte crescimento das fontes renováveis com alta volatilidade na geração como a eólica e a solar também contribuem para o aumento da necessidade de uso dos reservatórios. Até o mês de maio de 2020 havia no SIN 15,75GW de usinas eólicas em operação e 2,94GW de usinas solares, representando 9,03% e 1,69% respectivamente dos 174,43GW de potência instalada no país [27].

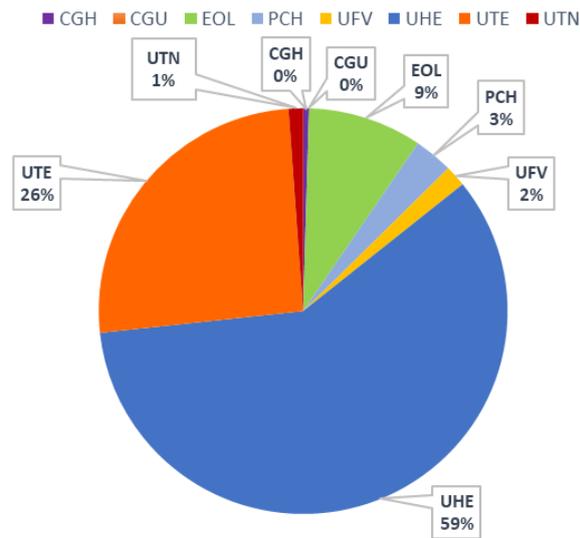


Figura 6 - Empreendimentos em operação (maio/2020) [27]

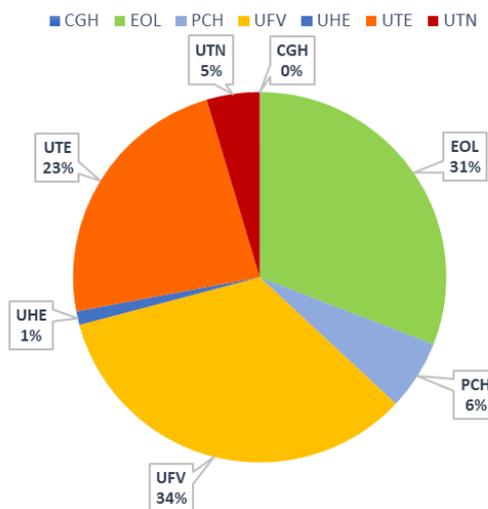


Figura 7 - Empreendimentos em construção ou com construção não iniciada (maio/2020) [27]

Conforme mostrado na Figura 7, as fontes com os maiores índices de expansão são a eólica e a solar respectivamente, seguidas pela fonte termelétrica. Somente em 2019, entraram em operação comercial 0,98GW de usinas eólicas e 0,65GW de usinas solares [37].

A penetração de eólicas atingiu um nível significativo no sistema, o que começou a gerar a necessidade de alterações nos procedimentos de operação do SIN. Em novembro de 2017 a Agência Nacional do Sistema Elétrico (ANEEL) abriu a Audiência Pública nº 71/2017, com vistas a obter subsídios para elaboração de normativo para tratamento regulatório dos despachos

de usinas termelétricas visando o controle de frequência complementar do sistema elétrico. A Agência alegou que vinha ocorrendo, no submercado Nordeste, demasiados despachos termelétricos fora da ordem de mérito para gerar energia nos momentos de variações de carga, variação da geração eólica e alterações nos limites de intercâmbio da região [38]. Como resultado, foi publicada a Resolução Normativa (REN) nº 822, de 26 de junho de 2018, que autorizou o despacho complementar por usinas termelétricas com vistas a preservar a Reserva de Potência Operativa (RPO) das usinas hidrelétricas participantes do Controle Automático da Geração (CAG) em qualquer subsistema.

Com esta alteração não sendo suficiente, em março de 2018, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 15/2018 com o intuito de obter subsídios para alterar os Procedimentos de Rede, objetivando alterar a metodologia para dimensionamento da RPO do SIN. A RPO visa manter a capacidade de atender aos desequilíbrios no balanço carga-geração, tanto em função de perdas de unidades geradoras quanto em função de desvios na previsão de carga. Na época, o ONS alegou 3 itens que corroboravam as necessidades de mudanças: (I) a metodologia da RPO da época deveria ser revista em função da variabilidade da geração eólica para o atendimento à carga; (II) a programação da geração do SIN é efetuada em intervalos de 30 minutos, portanto, uma parcela adicional de RPO deveria ser estabelecida para fazer frente às variações da geração eólica neste intervalo de tempo; e (III) os desvios na geração eólica verificada em relação à prevista eram maiores do que os desvios na previsão de carga, portanto havia necessidade de parcela adicional de reserva de potência no sistema.

Uma das medidas adotadas foi o aumento da reserva girante de usinas hidráulicas e térmicas das regiões Nordeste (aumento de 6%) e Sul (aumento de 15%) – regiões onde há maior inserção de energia eólica, – com adicional de reserva não girante, porém, sincronizável acima de 20% dos recursos da reserva girante, e a manutenção de eventuais folgas nos intercâmbios destas regiões para utilização, caso necessário, das reservas girantes de outras regiões.

Estas medidas operativas foram tomadas justamente pelo baixo nível encontrados nos reservatórios do Nordeste aliados à alta inserção de geração eólica na região. Os custos operativos para garantir a segurança de suprimento têm sido elevados devido aos altos gastos com estes despachos termelétricos. Revisitar a atual forma de contratação de novos empreendimentos para atender aos novos requisitos do setor parece então ser necessário. Deve-

se avaliar se há necessidade de contratação de energia e/ou de potência, e readequar o desenho de modelo atual, de forma a preservar os custos e garantir a segurança de suprimento do sistema.

3.3. A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL

A regulação atual (Decreto nº 5.163, de 2004) prevê que todo consumo de energia deve estar 100% respaldado por contratos, e todo contrato de energia deve estar 100% respaldado por garantia física, garantindo a segurança de suprimento do sistema. A garantia física de uma usina corresponde à quantidade máxima de energia que ela consegue entregar em um determinado período, dado um critério de suprimento [39]. A garantia física é o fator limitante à quantidade máxima de energia que um empreendimento de geração está apto a comercializar [39]. A comercialização de energia no atual modelo do setor elétrico está dividida em dois ambientes, o Ambiente de Contratação Regulado e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) [40]. Todo mês é realizada a contabilização e liquidação das diferenças entre os montantes gerados, contratados e consumidos nos dois ambientes de maneira centralizada pela CCEE [40]. No ACL os agentes podem comprar e vender energia livremente através de acordos bilaterais, já no ACR a contratação de energia é realizada de forma centralizada através dos leilões de energia. As modalidades mais importantes dos leilões de energia no Brasil são:

a) Leilão de Energia Nova

Nesta modalidade o objetivo é o atendimento da carga das distribuidoras através da contratação de energia de usinas que ainda serão construídas. Ocorrem nas seguintes modalidades: A-5 ou A-6 (para contratação de energia a ser entregue 5 ou 6 anos após a data de realização do leilão), e, A-3 ou A-4 (para contratação de energia a ser entregue 3 ou 4 anos após a data de realização do leilão [41]. Até o ano de 2017 os prazos para a entrada em operação comercial dos empreendimentos eram de 5 anos para usinas hidrelétricas e 3 anos para usinas térmicas, porém, a partir de 2018 estes prazos foram alterados para 6 e 4 anos respectivamente, por se adequarem melhor aos prazos para implantação dos projetos vencedores e ao período de ocorrência dos leilões, caso estes ocorram ao final de cada ano.

b) Leilão de Energia Existente

Tem como objetivo o atendimento da carga das distribuidoras através da contratação de energia de usinas já construídas e em operação comercial cujos investimentos já foram

amortizados, possuindo, portanto, um custo mais baixo. Ocorre nas seguintes modalidades: A-1 (para contratação de energia a ser entregue 1 ano após a data de realização do leilão), e A-2 (para contratação de energia a ser entregue 2 anos após a data de realização do leilão) [41].

c) Leilão de Energia de Reserva

Os Leilões de Energia de Reserva (LER) foram criados com o objetivo de elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica, podendo ser contratada energia proveniente de empreendimentos novos ou existentes. Os custos desta contratação são rateados por todos os consumidores através do Encargo de Energia de Reserva (EER) [41]. De acordo com o Decreto no 6.353, de 2008, os montantes a serem contratados neste leilão são definidos pelo Ministério de Minas e Energia através de estudos realizados pela EPE.

Desde o ano de 2016 não ocorreram mais Leilões de Energia de Reserva. No total ocorreram 10 leilões desta modalidade desde o ano de 2008, onde, nas últimas ocorrências a contratação se deu de forma majoritária por fontes de energia renováveis, eólica e solar, ou através de usinas sem reservatórios conforme mostra a Tabela 2.

Tabela 2 - Contratação de Energia de Reserva [42]

| Fonte/Ano | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | Total (MW) |
|-----------|----------|----------|--------|--------|------|----------|--------|----------|--------|------------|
| CGH | - | - | - | - | - | - | - | - | 15,90 | 15,90 |
| PCH | - | - | 30,50 | - | - | - | - | - | 164,42 | 194,92 |
| UEE | - | 1.805,70 | 528,20 | 861,10 | - | 1.505,20 | 769,10 | 548,20 | - | 6.017,50 |
| UES | - | - | - | - | - | - | 889,66 | 1.763,14 | - | 2.652,80 |
| UTE | 2.433,90 | - | 647,90 | 357,00 | - | - | - | - | - | 3.438,80 |

Há ainda o Leilão de Fontes Alternativas criado com o objetivo de incentivar a contratação de usinas renováveis, o Leilão de Ajustes, cujo objetivo é adequar a contratação de energia tratando os desvios originados em decorrência da errônea projeção de carga das distribuidoras e o Leilão de Projetos Estruturantes, com a finalidade de contratação de energia de projetos estipulados pelo Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE)[41].

Conforme pode-se observar através das Figura 8 e Figura 9, a geração eólica e solar não são constantes ao longo dos dias, e nem mesmo no *intradário*. Por isto, o ONS tem feito o uso da geração termelétrica no subsistema NE para modular a variação destas fontes (uma vez que, até o período analisado os reservatórios do NE não se encontravam em condições favoráveis para que a modulação ocorresse através das hidrelétricas da região) [43]. Fica o questionamento, portanto, se a contratação de energia de reserva – que originalmente tinha como objetivo elevar a segurança do sistema – decorrida através de fontes com alta volatilidade

na geração s foi de fato correta. Tem-se que responder ao seguinte questionamento: o objetivo desta contratação era aumentar a oferta de energia disponível no sistema, ou aumentar a disponibilidade de potência para atendimento à demanda de ponta?

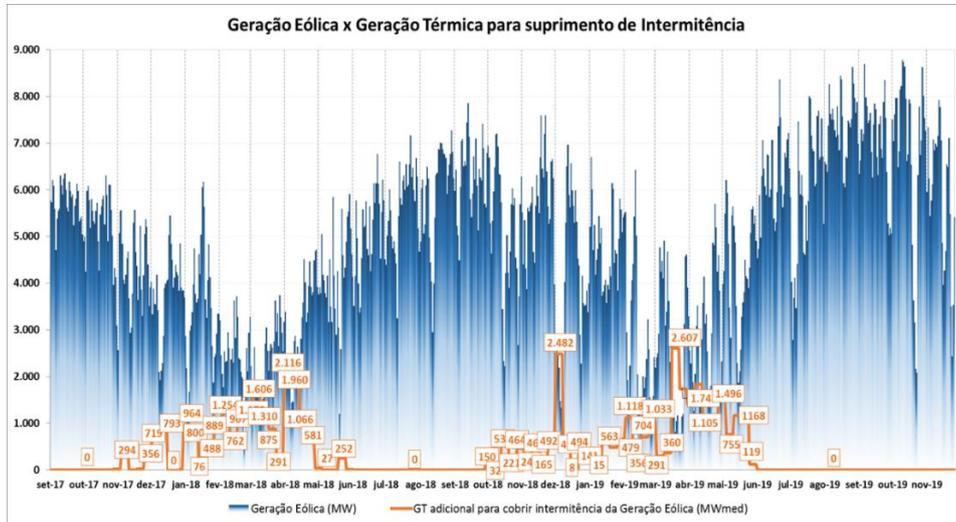


Figura 8 - Variabilidade da geração eólica vs modulação térmica no NE [43]

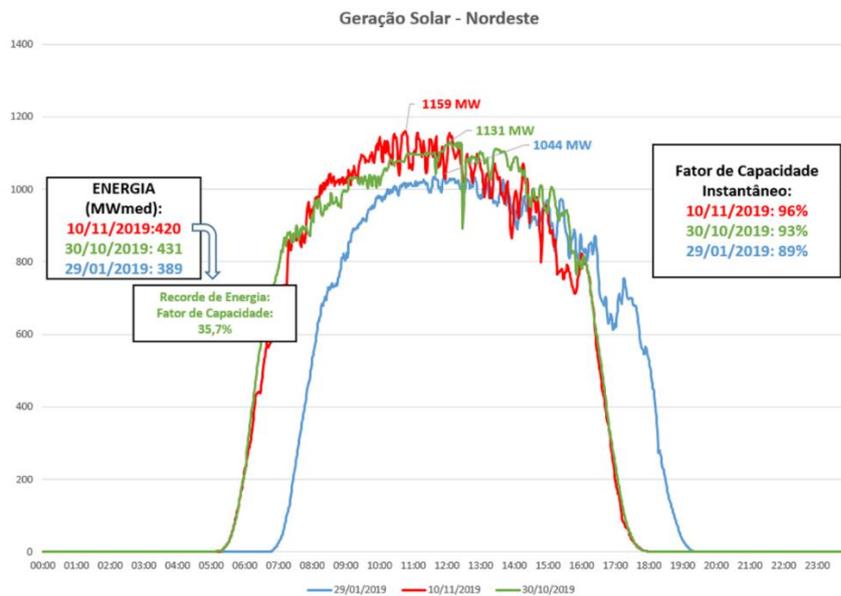


Figura 9 - Variabilidade intradiária da geração solar no NE [43]

Atualmente a contratação para atendimento à demanda de energia elétrica no Brasil é realizada através da contratação de energia, que neste caso configura-se de maneira integrada o que seria lastro de energia e lastro de potência. O novo marco regulatório do Setor Elétrico

Brasileiro que está para ser votado na câmara dos deputados através do PLS nº 232/2016 prevê, porém, a separação entre os produtos lastro e energia. Com a definição de lastro sendo “a contribuição para o provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica de cada usina” [44]. O marco prevê também a extinção de contratação através de leilões de energia de reserva, uma vez separados lastro e energia [44].

A grande dúvida atual no sistema é: Por que separar lastro e energia? A resposta à esta pergunta pode ser encontrada ao se avaliar os mercados internacionais. A existência de produtos de confiabilidade é muito comum em mercados de energia liberalizados existentes em outros países, como no PJM e ISO New England nos Estados Unidos e no mercado colombiano. Os produtos de confiabilidade são comercializados de forma distinta da energia através de leilões específicos e centralizados por um agente, e a energia é comercializada por cada gerador através de estratégias individuais e específicas [45]. Os mecanismos existentes hoje no Brasil não são suficientes para garantir o suprimento de ponta (conforme será visto posteriormente), e, portanto, precisam ser adequados. A separação entre lastro e energia permitirá equilibrar os custos de confiabilidade do sistema entre o ACR e o ACL, possibilitará a contratação de capacidade de potência e flexibilidade de potência, e assegurará a segurança e a qualidade no suprimento do sistema mesmo com a alta expansão renovável [46].

A separação destes produtos estava inicialmente prevista para ocorrer em 2021 [47], com proposta tendo sido realizada pelo Poder Concedente até o dia 30 de junho de 2020. No entanto, até o dia 29 de maio de 2020 o PLS 232/2016 ainda não havia sido votado, o que corrobora a premissa de que o SEB ainda enfrentará os problemas de atendimento à demanda de ponta por um tempo. Em fevereiro de 2021, o PLS sofreu uma alteração sendo renumerado para PL 414/2021 após passar pela Câmara dos Deputados, porém, espera-se que após algumas alterações o texto seja votado novamente, mantendo a premissa de que a necessidade de contratação para atender à demanda de ponta é urgente e as medidas, apesar de um pouco lentas, estão sendo tomadas.

Observa-se que a expansão do setor é basicamente realizada pelo ambiente regulado, através da declaração de demanda por parte das distribuidoras e coordenado pelo MME. Desta forma a contratação de potência ou de outro produto que objetive aumentar a segurança do sistema no modelo atual não deveria ser contratada através de leilões de energia nova ou existente, pois um problema sistêmico estaria sendo resolvido e financiado somente por uma parcela de mercado, o ACR. Caso haja necessidade de contratação de potência antes da

separação entre lastro e energia, mesmo que este se dê através de leilões de reserva, deve-se remodelar os produtos requeridos, pois a regra atual permite a contratação de qualquer tipo de fonte visando a segurança de suprimento, como visto anteriormente. A depender da necessidade de segurança do sistema, deveriam ser avaliados então, os atributos de cada fonte objetivando atendimento a serviços específicos.

3.4. A CONTRATAÇÃO DE POTÊNCIA NO BRASIL

Conforme analisado neste trabalho, algumas análises parecem mostrar uma necessidade de suprimento de potência no sistema e outras não. É importante definir então, a diferença entre os serviços de flexibilidade e capacidade de potência. A flexibilidade de potência está relacionada com a capacidade de atendimento à demanda de ponta instantânea através de usinas que tenham partida rápida (menor que 1 hora), ou usinas com rápida capacidade de modulação, ou variação da oferta no tempo, como é o caso das hidrelétricas com reservatórios [22]. Já a capacidade de potência define se o sistema possui recursos suficientes para atender a demanda em todos os momentos no tempo, sem avaliar as mudanças de um instante para o outro, ou seja, sem avaliar a capacidade de modulação [48]. Pode-se concluir, portanto, que o SEB possui hoje capacidade de potência, mas carece de flexibilidade de potência. A Figura 10 mostra a maior rampa verificada no SIN em agosto de 2018, com o atendimento à ponta suprido pelas hidrelétricas. Observa-se que em 1 hora a variação de geração hidrelétrica foi de 9.079MWh/h [22].



Figura 10 - Maior rampa verificada nas UHE do SIN em 2018 [22]

Atualmente não existe um mecanismo para contratação de potência, ou flexibilidade no sistema. Inicialmente o modelo do setor elétrico, de acordo com o Decreto 5.163/2004 previa a contratação de lastro de energia e lastro de potência por todos os consumidores do SIN. Mais tarde, porém, com o Decreto 7.317/2010 os agentes vieram a ficar isentos de penalidades pelo descumprimento na contratação de potência, o que durou até o final do ano de 2014. Por fim, em 2016 através do Decreto 8.828 foi extinguida a obrigação de contratação de potência no sistema elétrico.

Através do Grupo Técnico de Modernização do Setor Elétrico, várias medidas foram estudadas e algumas até já implementadas, – conforme visto anteriormente – com intuito de promover a modernização do marco regulatório do setor elétrico. Em outubro de 2019, em uma das apresentações do GT Modernização, a EPE apresentou um plano de ação com medidas que visam subsidiar a transição para o novo marco regulatório, dentre elas estava a consagração de um leilão para contratação de potência. Foram sugeridos como potenciais candidatos, usinas termelétricas 100% flexíveis, repotenciação de usinas hidrelétricas, usinas hidrelétricas reversíveis e soluções de suprimentos com baterias [29]. O desenho deste leilão, porém, ainda não havia sido definido, restando muitas dúvidas em termos dos parâmetros e do formato de contratação do leilão: Qual seria a forma de remuneração destes geradores? Como comparar os atributos de cada fonte? Qual a metodologia de cálculo para o preço teto do leilão? Qual a forma de penalizar os empreendimentos consagrados vencedores, caso não cumprissem com os requisitos comprometidos via leilão? Quem seriam os compradores do leilão? A demanda de potência seria definida pelo MME? Já que se trata de um leilão de potência, o que fazer com a energia destes geradores? Entre diversas outras questões.

Cabe lembrar que em 2018 o MME colocou em Consulta Pública uma proposta de Portaria com diretrizes para realização de um “Leilão de Potência Associada à Energia de Reserva”, com base em estudos realizados pela EPE (Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2) e ONS (Plano da Operação Energética 2018/2022 PEN 2018 - Sumário Executivo - RE DPL-REL-0236/2018) que indicavam necessidade de contratação de capacidade especialmente para a região Nordeste. A Consulta se encerrou com a conclusão de que seria necessário um maior aprofundamento nos estudos antes da realização de um leilão desta modalidade.

Em setembro de 2020, porém, foi publicada a MP 998/2020 alterando a Lei nº 10.848 para permitir a contratação de reserva de capacidade de geração nos mesmos moldes da contratação de energia de reserva, onde a demanda a ser contratada deve ser homologada pelo

Poder Concedente. Cabe lembrar que esta Medida foi aprovada pelo Congresso em fevereiro de 2021. Esta medida foi mais uma das tentativas de tentar antecipar a contratação de uma capacidade de geração a fim de suprir os possíveis problemas de potência que o sistema possa ter no horizonte de planejamento.

3.4.1. Os novos critérios de suprimento

Em 30 de agosto de 2019, o MME abriu a Consulta Pública nº 80/2019 para alteração dos critérios de suprimento do sistema. Os critérios de suprimento são a base do planejamento da expansão do setor, e indicam as limitações nas condições de risco que o sistema está disposto a correr de forma a garantir a expansão através da contratação ao menor custo.

Os critérios de suprimento válidos até 2019 avaliavam o risco de insuficiência de energia elétrica, limitado a 5% em qualquer subsistema, e a igualdade entre o Custo Marginal da Operação (CMO) e o Custo Marginal da Expansão (CME) [49]. A necessidade de alteração se deu devido às alterações no perfil da matriz de energia elétrica, com a redução da participação das hidrelétricas e o aumento das fontes com alta volatilidade na geração. O perfil de matriz predominantemente hidrelétrico necessitava de um critério que analisasse os riscos de um sistema restrito apenas à energia, já que as hidrelétricas prestavam os serviços de necessidade de potência. Os novos critérios, porém, analisam os riscos em duas dimensões [49]:

- Energia – CvaR (energia não suprida) e CVaR (CMO), e;
- Potência – CvaR (potência não suprida) e LOLP.

Esta nova métrica permite avaliar não só a probabilidade de ocorrência de cenários com déficit, como também a profundidade desses déficits [49]. Esta medida faz parte dos diversos estudos e alterações regulatórias que vem ocorrendo fundamentados na modernização do setor elétrico, com vistas a atender aos novos requisitos do sistema. Neste caso, a alteração dos critérios de suprimento permite verificar os riscos associados à potência (capacidade e flexibilidade) na hora de se realizar a expansão do setor, induzindo a correta contratação no atendimento às necessidades do sistema elétrico. A Tabela 3 exemplifica a análise dos novos critérios de suprimento para o planejamento da expansão, onde pode ser observado a adoção de quatro critérios. Dois critérios avaliam as condições de suprimento de energia e os outros dois avaliam as condições de suprimento de potência.

Tabela 3- Método de quantificação dos requisitos de energia e de potência [50]

| Critério | Métrica | Variáveis que impactam | Método de quantificação |
|----------|---|---|--|
| Energia | $CVaR1\%(ENS) \leq 5$ [%Dem] ^(a) | Profundidade do déficit de energia (ENS) nos 1% piores cenários de déficit do ano | Máximo (CVaR1%(ENS) - 5 [%Dem], 0) |
| | $CVaR10\%(CMO) \leq 800$ [R\$/MWh] ^(b) | Geração termelétrica (GT), Profundidade do déficit de Energia (ENS) e Violação às restrições operativas penalizáveis (VIO) nos 10% piores cenários de CMO de cada mês | Soma (GT \geq 800 [R\$/MWh], ENS, VIO) correspondente aos 10% piores cenários de CMO. Após a totalização, é calculada a média desses cenários. |
| Potência | $CVaR5\%(PNS) \leq 5$ [%Dem] ^(b) | Profundidade do déficit de Potência nos 5% piores cenário de cada mês | Máximo (CVaR5%(PNS) - 5 [%Dem], 0) |
| | $LOLP \leq 5\%$ ^{(a) (c)} | Profundidade do déficit correspondente aos 5% piores cenários de déficit de potência de cada ano = VaR 5%(PNS) | VaR 5% (PNS) |

(a) Base anual (b) Base mensal (c) Probabilidade associada à 1,5% mês

Foi percebido que o novo marco regulatório do setor elétrico vem impulsionando algumas mudanças que já estão sendo implementadas, e o setor vem se adaptando aos poucos para resolver os novos problemas que estão surgindo. Mecanismos como a separação entre lastro e energia, adoção do preço horário, e alterações nos critérios de suprimentos, são medidas complementares que devem entrar em vigor antes que ocorra a contratação de potência, para que haja a correta sinalização da real necessidade de flexibilidade e de capacidade do sistema.

4. CONTRATAÇÃO DE POTÊNCIA, ENERGIA E CONFIABILIDADE

4.1. Leilões e o Planejamento da Expansão

O Setor Elétrico Brasileiro é reconhecido como referência internacional no que diz respeito a promover leilões de energia elétrica para contratação de usinas e atendimento à demanda [51]. Os leilões de energia são excelentes mecanismos utilizados para incentivar a competitividade entre os empreendedores e contratar energia ao menor custo. No Brasil já foram realizados mais de 30 leilões com objetivo de contratar energia de novos empreendimentos e incentivar a expansão do sistema, recontratar energia de empreendimentos existentes e balancear a demanda das distribuidoras [42]. Além da energia, no Brasil os leilões também são utilizados para contratação e expansão das redes de transmissão. Os leilões de energia e transmissão são leilões do tipo “preço descendente” ou “leilão reverso”, ou seja, o vencedor é o proponente que oferecer o menor preço para implantar o determinado empreendimento [52]. Os leilões de transmissão são do tipo “envelope fechado”, onde as transmissoras apresentam apenas um único *bid* para implementação dos projetos, e os leilões de energia são dinâmicos, possuindo etapas discretas e contínuas [52].

Os leilões podem ser utilizados tanto para promover tecnologias específicas quanto para promover a competição completa, onde todas as tecnologias competem entre si por um mesmo produto. Internacionalmente os leilões também são utilizados para contratação de capacidade e negociação dos direitos de concessão de usinas. Ao analisar os leilões e os mercados de energia existentes percebe-se que o formato do leilão deve ser adaptado às especificidades de cada mercado de energia. É importante levar em consideração os objetivos políticos, a natureza do mercado de energia da região, o interesse do setor privado, a disponibilidade das diferentes tecnologias, e as normativas regulatórias que regem aquele setor [52].

Os leilões promovidos no SEB, porém, devido a mudanças tecnológicas e regulatórias, vem apresentando falhas, como por exemplo:

- (I) a utilização exclusiva para contratação da expansão e atendimento à demanda do ACR, que com o aumento de migrações dos consumidores para o ACL nos últimos anos (que hoje representa cerca de 32% do mercado [53]), pode tornar falho todo o desenho do planejamento da expansão do setor. Além de os custos decorrentes da expansão acabarem por serem bancados apenas por uma parte dos consumidores, e de esta falha poder também agravar a segurança de suprimento do sistema;
- (II) os leilões não levam em consideração os sinais da transmissão, as usinas competem entre si considerando apenas o preço de venda da energia, sem considerar a proximidade ou não com os centros de carga, e;
- (III) o fato de os leilões terem como produto apenas a energia, faltando a preocupação com o atendimento à ponta do sistema, onde, como visto anteriormente, os leilões em outros países buscam contratar energia e potência, de forma a garantir uma maior segurança tanto do ponto de vista energético quanto do ponto de vista elétrico.

Conforme informado no capítulo de revisões bibliográficas, o planejamento da expansão de um sistema elétrico se baseia na minimização dos custos totais de investimento e operação, sujeito à algumas restrições operativas para atendimento à demanda de energia e em alguns casos à demanda máxima de potência instantânea. O planejamento do SEB é realizado utilizando o software desenvolvido pela EPE, o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI). De acordo com o PDE 2029, o último planejamento publicado foi realizado atendendo à estas duas restrições, de atendimento à demanda de energia e de potência [22]. O PDE indica ainda que as decisões foram tomadas considerando quatro patamares de carga, pesada, média, leve e ponta, e que também foi considerada uma restrição de capacidade a fim de incluir o requisito de reserva operativa.

Posteriormente aos resultados da indicação da expansão realizada utilizando o MDI, o planejador realiza simulações no modelo de planejamento da operação (NEWAVE) de forma a obter maior detalhamento operativo (pois o MDI possui simplificações na hora de realizar o planejamento da operação). Esta segunda rodada deve atender aos critérios de suprimento, que na época do PDE 2029 eram apenas a igualdade entre o CMO e o CME (conforme visto no Capítulo 3, os critérios de suprimento mudaram para abranger não só o risco de não atendimento à energia, como também o risco de não atendimento à potência). Caso estes critérios não sejam atendidos, uma nova rodada do MDI é feita alterando-se alguns parâmetros até que a

convergência do atendimento aos critérios de suprimento seja atendida. Um fluxograma exemplificando a metodologia descrita anteriormente é apresentado na Figura 11.

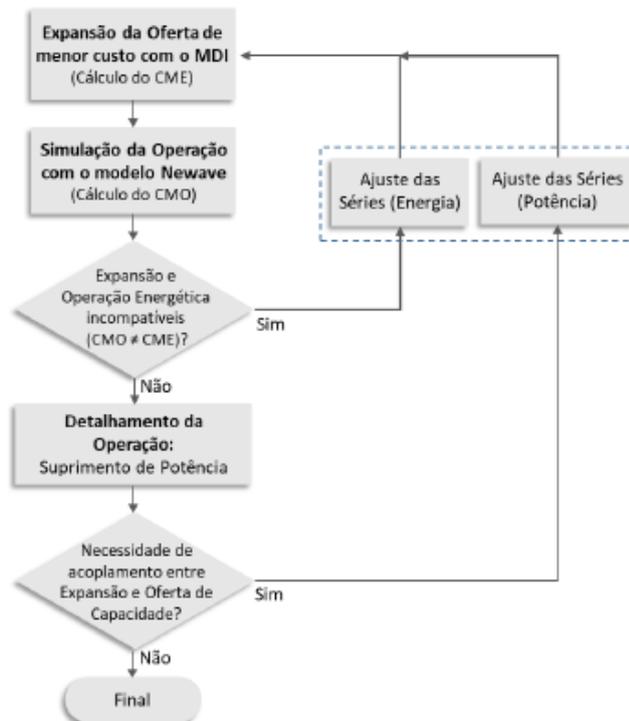


Figura 11 - Fluxograma do processo de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica

O Plano Decenal da Expansão (PDE) elaborado pela EPE e MME tem o intuito de indicar as perspectivas do governo sobre a expansão do setor de energia num horizonte de 10 anos [22]. Este estudo é apenas informativo, ele não determina a expansão do setor. A expansão se dá propriamente através dos leilões de energia, onde diversos empreendedores, por trás das diversas fontes de energia, disputam entre si através da oferta pelo MW médio ao menor preço. Isto ocorre devido ao atual desenho de mercado, onde um empreendedor não consegue investir em um projeto em que não possua um contrato de longo prazo a um valor que cubra os custos operativos da usina e ainda garanta uma margem de lucro. Esta é a exigência da maioria dos bancos financiadores, e, portanto, a expansão do SEB hoje não é possível de ser realizada através do mercado livre de energia, apenas do mercado regulado através dos leilões centralizados.

Apesar de a EPE e o MME não conseguirem determinar a expansão do setor, o planejamento centralizado existente hoje no atual desenho de mercado brasileiro permite que o governo aponte os rumos desejados. Uma vez que a demanda dos leilões é definida pelas

distribuidoras, a demanda por cada fonte a ser contratada em cada leilão é determinada por estas duas entidades, EPE e MME. O desafio de entregar o planejamento ótimo, porém, continua, pois o planejador não conhece os custos operativos e de investimento dos empreendimentos. Uma forma de tentar contornar esta deficiência, porém, que não resolve o problema, mas tenta controlar os custos dos empreendimentos é a utilização de preços teto que limitam o *bid* máximo dos leilões centralizados, ou seja, o preço teto dos leilões.

Os mercados mais novos, conforme analisado no Capítulo 2, estão migrando para desenhos de mercado onde todos os consumidores acabam por bancar a expansão do setor, e esta expansão ainda é realizada de forma a garantir o atendimento à energia e à potência do sistema. Algumas deficiências ainda são encontradas e estão sendo contornadas, como por exemplo, o problema do “*missing money*” e o “*problema de adequação do suprimento*”. A modernização do Setor Elétrico tem o intuito de aproximar o desenho de mercado brasileiro dos mercados internacionais. A separação do lastro e energia, contratação de potência via leilões de reserva, os novos critérios de suprimento e os preços discretizados em granularidade horária são os primeiros passos para um novo desenho do mercado de energia brasileiro. Neste novo modelo a busca pela correta precificação dos serviços de energia e potência e a garantia no fornecimento destes dois produtos será o foco principal. Estes são os primeiros passos para a aproximação com os mercados de capacidade e quem sabe um dia de um mercado com preços *intradiaários* ou *day-ahead* formados pelas ofertas dos próprios geradores e até dos consumidores.

4.2. Planejamento da Expansão e os Critérios de Garantia de Suprimento

Conforme citado na seção 3.3 atualmente encontra-se em trâmite no governo o PLS nº 232 de 2016, e o PL nº 1.917 de 2015 que preveem mudanças no atual arcabouço regulatório do setor elétrico. Em resumo, as alterações que tratam da forma de contratação de energia e atendimento à garantia de suprimento do sistema são:

- i) A implementação da contratação de lastro e de energia de forma separada, onde o lastro deverá representar a contribuição de cada empreendimento ao provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica, podendo ser expresso em mais de um elemento ou produto;
- ii) A quantidade de lastro e de energia a ser contratada de cada empreendimento de geração para atendimento do mercado de energia deverá ser homologada pelo poder concedente;

- iii) A vedação da contratação de energia de reserva após a implementação desta nova forma de contratação;
- iv) A possibilidade de contratação de energia via leilões pelo poder concedente sem a distinção de empreendimentos novos e existentes;
- v) Os empreendimentos que comercializarem lastro via leilões centralizados continuarão sendo proprietários de sua energia e capacidade de prover serviços ancilares, podendo negociar esta energia e estes serviços ancilares por sua conta e risco, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro.
- vi) Os custos da contratação de lastro deverão ser rateados entre todos os consumidores e autoprodutores via encargo, descontando o lastro conferido pelos contratos já existentes.

Em resumo, há a possibilidade de haver três produtos distintos a serem comercializados de forma a garantir os critérios de suprimento do sistema [54]. Em uma das reuniões realizadas pelo GT Modernização do Setor Elétrico, o MME e a EPE apresentaram o conceito inicial idealizado por eles, onde a garantia física poderia ser dividida em dois produtos, lastro de produção e lastro de capacidade, além da existência do produto energia, conforme apresentado na Figura 12. As unidades de medidas destes produtos seriam: a) Energia ou Produção de eletricidade – MWh por ano; b) Lastro de Produção – MWm por ano; c) Lastro de Capacidade – MW por ano, conforme apresentado na Figura 13.

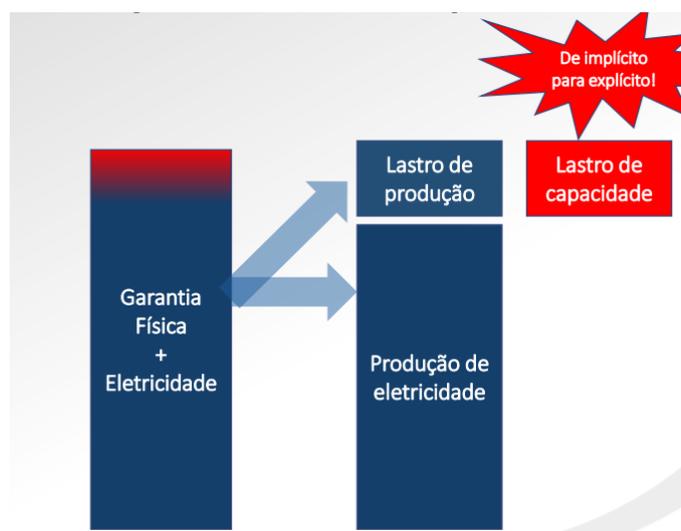


Figura 12 - Resumo novo formato de contratação do mercado de energia brasileiro [54]

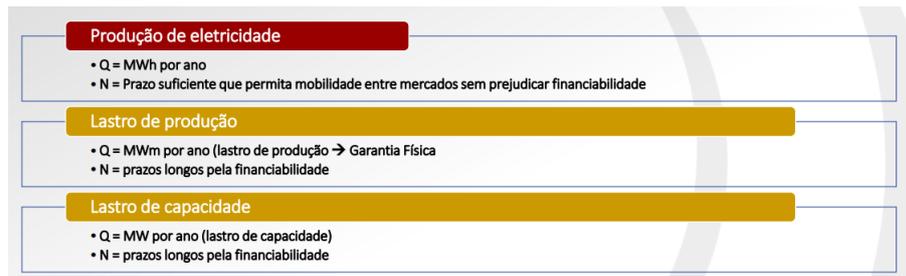


Figura 13 - Resumo aferição dos novos produtos [54]

A EPE e o MME apresentaram também um resumo de como se daria a remuneração dos geradores de acordo com esta nova forma de contratação e serviços disponibilizados por cada empreendimento, conforme mostra a Figura 14.

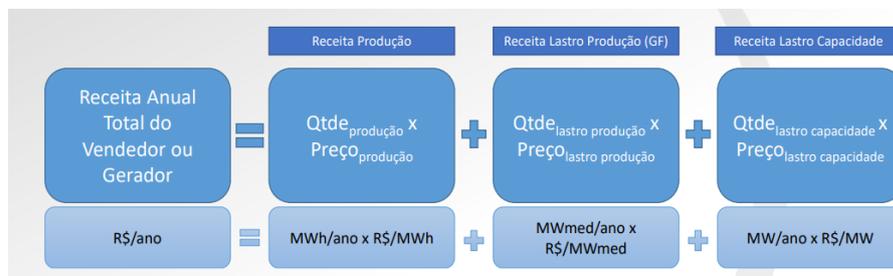


Figura 14 - Resumo componentes de receita do gerador [54]

Com a intenção de modernização do mercado atual puramente de energia transformando-o em um mercado híbrido de energia e de capacidade, será necessária a incorporação dos requisitos de provisão de confiabilidade e adequabilidade sistêmica no planejamento da expansão. Conforme citado no Capítulo 2, há algumas maneiras que vem sendo adotadas em mercados mais maduros para a realização do planejamento da expansão considerando restrições de confiabilidade. A seguir serão apresentados estes conceitos e como eles podem ser incorporados no planejamento da expansão do setor.

4.2.1. Planejamento da Expansão com Restrições de Suprimento de Energia: Energia Firme

A energia firme deriva do conceito de suprimento firme que surgiu no final do século XIX, através de estudos para o dimensionamento de reservatórios de água para o abastecimento das cidades [55]. O intuito era definir a capacidade de armazenamento que garantiria uma determinada vazão “firme” mesmo na ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico. Posteriormente, o conceito de suprimento firme foi adotado pelo setor elétrico e aplicado ao dimensionamento econômico de usinas hidrelétricas. Com a finalidade de encontrar

um parâmetro que permitisse a comparação em termos econômicos dos projetos, era então utilizado, para cada alternativa de capacidade do reservatório, a sua energia firme resultante, ou seja, a capacidade de produção constante de energia. A razão entre o custo de construção de cada usina e a sua respectiva energia firme era o parâmetro econômico utilizado para decisão de investimento [55]. Este conceito foi utilizado posteriormente para um conjunto de usinas como o parâmetro que definia a máxima produção de energia constante no tempo, admitindo-se flutuações na produção de cada usina. Este conceito era utilizado para definir a divisão de quedas dos rios nos estudos de inventário [55].

O conceito de energia firme é hoje utilizado no SEB com o intuito de informar a quantidade média de energia que pode ser produzida por uma usina hidrelétrica considerando o período crítico do histórico de vazões. Já a energia assegurada, ou garantia física, é a máxima produção de energia que pode ser entregue por um certo período - considerando a simulação probabilística de séries de vazões geradas a partir do histórico de vazões - atendendo um dado critério de suprimento. Para as usinas hidrelétricas (que deram origem ao conceito), portanto, a garantia física é calculada proporcionalmente à sua energia firme.

A garantia física total do SIN corresponde à máxima quantidade de energia que o sistema pode suprir na condição de carga crítica, observados os critérios de suprimento. A Portaria MME nº 101 de 2016 define a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos. As garantias físicas de UHEs e UTEs são realizadas através de simulações probabilísticas no modelo de despacho hidrotérmico, já as garantias físicas de empreendimentos eólicos, fotovoltaicos e térmicas com CVU (Custo Variável Unitário) nulo são calculadas através de uma simples equação considerando um percentil da produção anual de energia certificada.

Em países com a matriz de energia elétrica predominantemente hídrica, como no caso do Brasil, os critérios de energia firme estão relacionados à segurança do fornecimento de energia e são usualmente utilizados para minimizar o risco de déficit [56]. Para aplicar esta restrição no planejamento da expansão, existem diferentes metodologias, dentre elas, (i) utilizar um critério probabilístico, ou (ii) utilizar um critério determinativo [56]. O planejador deve atribuir certificados de energia firme para cada usina, existentes e planejadas, e um requerimento sistêmico a ser cumprido a cada ano ou estágio de investimento [56].

A restrição de energia firme é mensurada em MW médios e para o planejamento, deve-se definir um volume mínimo de energia firme que deseja ser entregue (a cada ano ou estágio

desejado), podendo ser restringida a todo o sistema ou à submercados específicos, no caso de o planejador não querer depender das interconexões para atender a demanda [56].

Conforme citado na seção 3.3, a garantia física de um empreendimento define a quantidade máxima de energia permitida para ser comercializada, e, portanto, é considerada uma grandeza fundamental para o funcionamento do mercado de energia elétrica no Brasil. A garantia física pode sofrer variações no tempo em função: (i) da evolução da matriz de energia elétrica, (ii) dos modelos computacionais e parâmetros utilizados (que sofrem alterações constantes ao longo do tempo), (iii) dos critérios de suprimento, e (iv) dos parâmetros técnicos das usinas. De forma a mitigar o risco de comercialização e dar maior segurança aos empreendedores, os empreendimentos, não possuem revisão de garantia física. O Decreto nº 2.655 de 2 de julho de 1998, prevê, porém, a revisão ordinária de garantia física de empreendimentos hidrelétricos em uma periodicidade de cinco anos, no entanto apenas uma revisão ocorreu na história do setor até hoje, no ano de 2017. Portanto, pode-se concluir que a folga entre a garantia física e a demanda do sistema no decorrer dos anos, mesmo sendo utilizada como critério restritivo no planejamento da expansão, pode estar subestimada. Por esta razão, a contratação de potência pode ser necessária no SEB.

4.2.2. Planejamento da Expansão com Restrições de Suprimento de Potência: Potência Firme

Conforme visto no Capítulo 2, alguns países adotaram um desenho de mercado que consiste na contratação de potência e de energia. Para isto, o maior desafio acerca do planejamento da expansão é garantir que o sistema consiga suprir o pico de demanda de energia no horizonte de análise. Para que seja evitado o déficit no sistema ou os conhecidos “apagões” em situações que geralmente ocorrem em momentos de pico da demanda, a modelagem do planejamento deve incorporar um critério para garantir uma certa quantidade mínima de excesso de oferta. Esse excesso é conhecido como margem de reserva, que é a diferença entre a capacidade disponível do sistema e a demanda, e deve incorporar recursos de partidas quentes e frias [56].

Para implementar esta restrição, podem ser atribuídos certificados de potência firme à cada empreendimento (conhecido como crédito de capacidade), e um requisito sistêmico a ser cumprida a cada ano ou estágio do planejamento [56]. Estes requisitos são utilizados principalmente em sistemas com alta penetração de renováveis, pois estas usinas não são

despacháveis, ou seja, de geração não controlável e, portanto, apresentam alta volatilidade de uma hora para a outra [56].

A restrição de potência firme é mensurada em MW e no modelo de planejamento indica uma quantidade mínima e/ou máxima de capacidade a ser contratada (a cada ano ou estágio desejado) [56].

4.2.3. Planejamento da Expansão com Restrições de Confiabilidade

As restrições de energia firme e potência firme consistem em determinar um valor mínimo e/ou máximo a ser contratado pelo modelo de planejamento, o resultado do modelo deverá obrigatoriamente ser um plano que atenda à estas restrições. O conceito de confiabilidade está ligado ao aspecto de risco do não atendimento à demanda do sistema.

Confiabilidade e economia são os principais parâmetros no processo de planejamento da expansão de um sistema elétrico. O aumento da confiabilidade implica diretamente em um aumento no investimento [57]. O custo incremental da confiabilidade é um dos parâmetros de decisão em um investimento. A Figura 15 mostra esta relação, onde ΔCI é a variação do custo incremental, ΔC é a variação da confiabilidade, e $\frac{\Delta CI}{\Delta C}$ é o custo incremental [57].

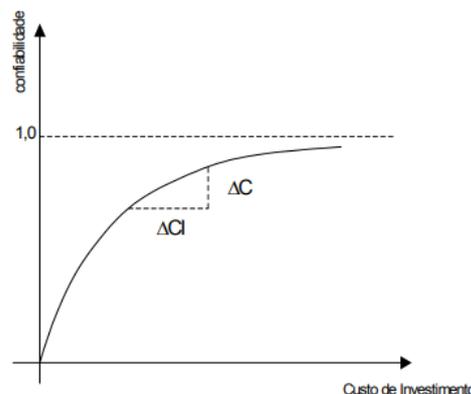


Figura 15 - Custo incremental da confiabilidade [57]

Uma das análises tipicamente utilizadas é a comparação entre o custo da confiabilidade e o custo com interrupções, onde uma maior confiabilidade só é obtida através de um aumento no custo de investimento e conseqüentemente na diminuição do custo de interrupções [57]. O custo total, portanto, se dá pela soma destes dois custos, representado por uma curva cujo ponto mínimo representa o ponto ótimo da confiabilidade [57]. A Figura 16 mostra a relação existente entre as curvas de custo versus confiabilidade.

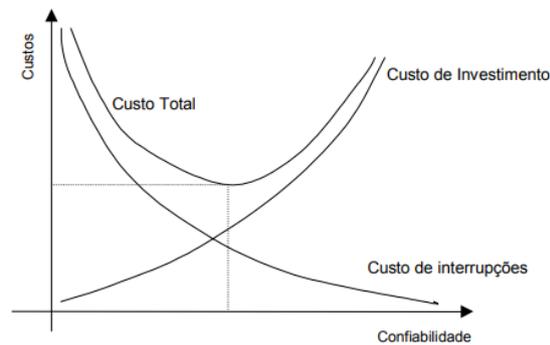


Figura 16 - Confiabilidade versus custos totais do sistema [57]

Os critérios de confiabilidade geralmente estão relacionados à: (i) probabilidade; (ii) desempenho; (iii) tempo, e; (iv) condições de operação de um sistema [57]. Onde a probabilidade é a métrica utilizada para mensurar os demais critérios. O planejador deve, portanto, determinar os limites e as condições de atendimento a estes critérios a depender do risco que se deseja aceitar [57]. Os critérios tradicionais são:

- LOLP – Loss of Load Probability – Probabilidade de Perda de Carga
- LOLF – Loss of Load Frequency – Frequência de Perda de Carga
- LOLD – Loss of Load Duration – Duração Média de Perda de Carga
- EPNS – Expected Power Not Supplied – Valor Esperado da Potência Não Suprida
- EENS – Expected Energy Not Supplied – Valor Esperado da Energia Não Suprida

Conforme informado na seção 3.4.1, em 2019 foram implementados os novos critérios de garantia de suprimento para o planejamento da expansão do SEB e para o cálculo de garantia física das usinas válidos a partir de 2020 [49].

Os critérios anteriores levavam em consideração apenas o parâmetro suprimento de energia, uma vez que as hidrelétricas prestavam serviços ancilares ao sistema que estavam associados ao atendimento à ponta [49]. No entanto, a matriz de energia elétrica do SEB vem passando por transformações com alta penetração de fontes com volatilidade na geração, e por este motivo a redefinição dos critérios foi necessária [49]. Os novos critérios levam em consideração três dos critérios citados anteriormente: energia não suprida, potência não suprida e a probabilidade de perda de carga. Porém, ao invés de ser utilizado o valor esperado nos dois primeiros itens, o planejador optou por utilizar a métrica do CVaR.

4.3. O Cenário Atual de Planejamento da Expansão

Entre os anos de 2023 e 2028 aproximadamente 5GW de usinas termelétricas movidas à óleo combustível terão seus contratos finalizados, porém, com outorgas remanescentes. Destas, grande parte está situada no submercado NE, região que possui maior capacidade eólica instalada no país, portanto com maior variabilidade na geração. Estas térmicas usualmente são utilizadas para atendimento à demanda nos horários de ponta e para realizarem serviços ancilares por possuírem característica de partida rápida, apesar de, em contraparte, possuírem custos elevados para o sistema. Os custos destas usinas chegam a valores ordem de 1.400 R\$/MWh [58]. A Figura 17 mostra a evolução da descontratação destas usinas ao longo dos anos.

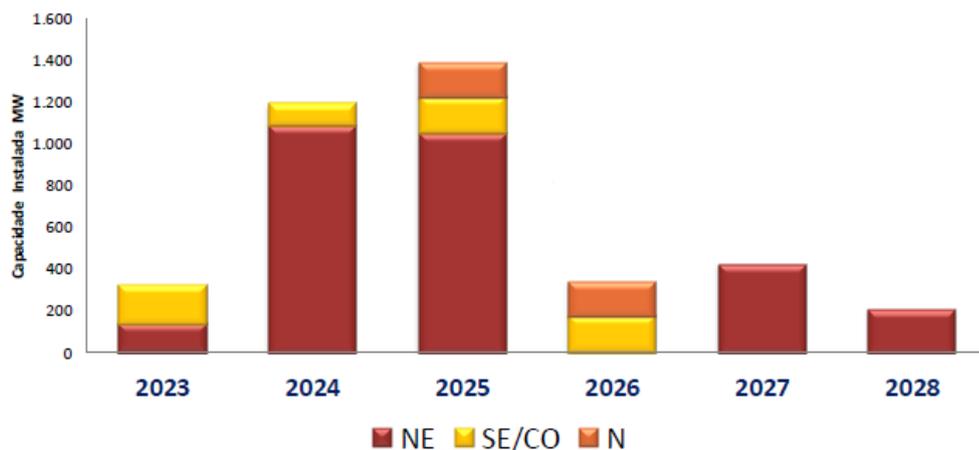


Figura 17 – Perspectiva de descontratação de UTEs à óleo combustível [58]

Estas usinas não conseguem mais participar de leilões no mercado regulado devido às atuais regras de diretrizes dos leilões, que ultimamente só tem permitido a participação de usinas térmicas movidas a gás natural (ou carvão mineral em alguns casos) e com CVU teto limitado a 300 R\$/MWh. Para que estas usinas continuem no sistema seria necessário o fornecimento de diretrizes comerciais que permitissem a remuneração dos custos de operação e manutenção, além de a remuneração pelos serviços prestados. Foi levantada a possibilidade de algumas destas usinas terem seus combustíveis convertidos para o gás natural, o que facilitaria a recontratação pois esta medida poderia diminuir os custos operativos [58], porém, não houve movimentação com relação a estas modificações até o momento.

A outra opção para manter estas usinas em operação no sistema seria o *retrofit*, atendendo às condições comerciais citadas anteriormente. A amortização destes ativos é um dos atrativos para a realização do *retrofit* (modernização da usina), porém, a tratativa destas usinas hoje encontra-se em divergência. Há agentes que recomendam o *retrofit* e há aqueles que acreditam que a realização de leilões de potência poderia solucionar o problema de atendimento à ponta por um custo mais baixo, pois haveria a livre competição, onde estas térmicas poderiam participar, e, portanto, a expansão e o atendimento à ponta e os critérios de confiabilidade se realizariam através da contratação da tecnologia mais viável economicamente. Novas tecnologias, como por exemplo, renováveis associadas a baterias, com preços operativos mais competitivos, usinas hidrelétricas reversíveis, programas de resposta da demanda, ou até a contratação de novas usinas hidrelétricas seriam as alternativas concorrentes destas térmicas.

5. O PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E O PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

5.1. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA GERAL DO PROBLEMA DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

O problema do planejamento da expansão consiste em minimizar o custo total que é composto pelo custo de operação mais o custo de investimento. A primeira etapa é determinar os projetos candidatos à expansão. O planejador deve informar o conjunto de todos os projetos candidatos à geração e à transmissão do sistema, bem como suas restrições de investimento. Dentre as restrições, pode haver: projetos obrigatórios à expansão, restrições de datas iniciais para um determinado projeto, projetos mutuamente exclusivos, obrigatoriedade de contratação mínima. As informações do sistema existente também devem ser previamente definidas [59].

Após o modelo calcular os custos de operação associados a cada projeto candidato, os custos de investimento e de operação já serão conhecidos, e se inicia a etapa de verificação de otimização e feedback para o projeto candidato, através da comparação entre o planejamento com este novo projeto e o melhor planejamento atual disponível, e então são atualizados os resultados. Se o critério de convergência não for satisfeito, todas as informações são atualizadas, e o processo retorna à etapa de decisão de investimento [59].

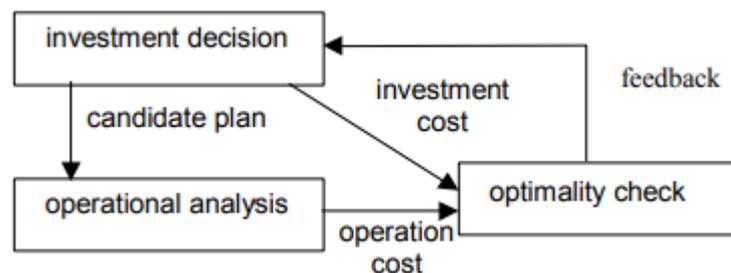


Figura 18 – Processo do Planejamento [59]

O problema do planejamento da expansão pode ser formulado como:

$$\text{Min } c(x) + dy \quad (1)$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (2)$$

$$Ex + Fy \geq h \quad (3)$$

Onde o vetor x representa a variável de decisão. O escalar $c(x)$ representa os custos totais associados à variável x , o vetor y representa a variável de decisão para o problema de operação, por exemplo: nível dos reservatórios, volume turbinado, volume vertido, geração térmica, déficit de energia, entre outros. O valor dos custos totais de operação é dado por dy . A equação (3) representa as restrições operacionais [59].

Supondo que x^* seja um candidato à expansão que satisfaz a equação (2). O custo de operação correspondente será dado por:

$$w(x^*) = \text{Min } dy \quad (4)$$

sujeito a:

$$Fy \geq h - E x^* \quad (5)$$

A função x^* representa o fato de os custos operacionais serem dependentes da decisão de investimento. A capacidade de produção de energia de um projeto (custo operacional) está limitada à sua capacidade instalada (custo de investimento). Aplicando (4) e (5) em (1), (2) e (3) obtém-se [59]:

$$z(x) = \text{Min } [c(x) + w(x)] \quad (6)$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (7)$$

Onde $z(x)$ representa o problema do planejamento da expansão, e o escalar $w(x)$ representa os custos totais de operação associados à variável x [59]. A equação (7) representa as restrições que se aplicam às decisões de investimento, como por exemplo: datas de decisão de investimento, projetos mandatórios, projetos mutuamente exclusivos, restrições de mínima contratação de energia ou de potência, entre outros [59].

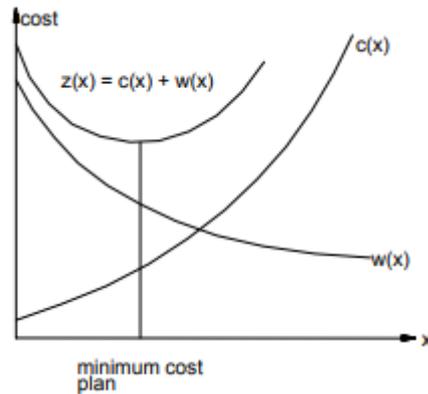


Figura 19 – Problema do Planejamento [59]

O problema é usualmente resolvido pela técnica da decomposição de Benders. O processo iterativo começa resolvendo um problema de investimento usando um modelo de otimização com variáveis inteiras [59]. A solução deste problema é um plano de expansão candidato, x^* que possui custo de investimento igual a $c(x^*)$. O modelo de operação resolve o problema considerando o plano candidato calculando seu custo de operação $w(x^*)$ para cada cenário hidrológico [59]. Quando os custos de investimento e operação, $c(x^*)$ e $w(x^*)$, são conhecidos, o processo prossegue para a etapa de verificação de otimização. Se o resultado não for ideal, um vetor com o benefício marginal de se utilizar cada projeto, $\frac{\partial w(x)}{\partial x}$ é enviado ao problema da expansão. Este vetor é utilizado para comparar os projetos candidatos para a seleção do próximo plano de expansão [59].

5.1.1. OPTGEN

O software utilizado neste trabalho para a resolução do planejamento da expansão do sistema elétrico foi o OPTGEN desenvolvido pela empresa de consultoria PSR. O OPTGEN é um software computacional que tem como objetivo determinar a expansão de mínimo custo global (considerando a expansão da geração e expansão das interligações de transmissão) de um sistema hidrotérmico multi-regional sujeito a restrições de confiabilidade de atendimento à energia ou à potência. Para se obter o plano de expansão considerando o mínimo custo de expansão mais o custo de operação, este software também realiza o cálculo do planejamento da operação. O cálculo de operação do sistema é realizado de maneira detalhada considerando a incerteza nas afluências, restrições de capacidade mínima, representação por patamares, cenários de geração renovável, disponibilidade de usinas, entre outros [2] [60].

O resultado da expansão é obtido através da resolução de um problema de programação inteira mista de grande porte e decomposição de Benders. Alguns dos aspectos considerados pelo software são [2] [60]:

- Flexibilidade nas etapas de investimento e operação, que podem ser mensais, trimestrais, semestrais ou anuais;
- Consideração de variáveis contínuas ou inteiras;
- Consideração de projetos mutuamente exclusivos;
- Consideração de projetos mandatórios;
- Consideração de projetos opcionais e obrigatórios;
- Restrições de potência mínima;
- Restrições de energia mínima;
- Restrições de disponibilidade de combustível;
- Análise de múltiplos cenários;
- Análise de planos de expansão completa ou parcialmente definidos pelo usuário.

O OPTGEN vem sendo utilizado em diversos países por órgãos reguladores e planejadores. Alguns dos países clientes são: Marrocos, Egito (Egyptian Electricity Holding Company), Chile, Colômbia e até mesmo a EPE no Brasil [60].

5.2. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA GERAL DO PROBLEMA DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

O objetivo do planejamento da operação é otimizar a decisão operativa para a utilização da água nos reservatórios existentes de modo a minimizar o valor esperado do custo operativo total (custos operativos das usinas térmicas e custo do valor futuro da água) [61].

Dadas as condições operativas iniciais do sistema (quantidade de energia disponível e quantidade de demanda a ser atendida), o Operador tem a opção de usar energia hidrelétrica no presente diminuindo a geração térmica complementar e reduzindo os custos totais, ou ainda armazenar energia hidrelétrica no presente para utilizá-la no futuro. Se a decisão do presente for de utilizar energia hídrica e no futuro as condições de afluência (quantidade de água à montante das usinas hidrelétricas) forem elevadas permitindo o enchimento dos reservatórios, a decisão terá sido tomada de forma correta. Porém, se as condições de afluência não forem boas, ocorreria uma seca, os reservatórios não se recuperariam e seria necessária a utilização de energia térmica, que é mais cara que a de origem hídrica. Dependendo da quantidade necessária,

esta decisão poderia levar até ao não atendimento total da demanda. Entretanto, se a decisão presente for de poupar energia hidrelétrica nos reservatórios para uso futuro utilizando uma maior quantidade de energia térmica e as afluições no futuro forem altas, seria necessário verter água dos reservatórios indicando um desperdício de energia e custos. Porém, se no futuro ocorrer uma seca, a água armazenada nos reservatórios poderia ser utilizada evitando utilização de geração térmica mais cara ou um racionamento de energia [61]. A Figura 20 ilustra o problema a ser resolvido no despacho hidrotérmico.

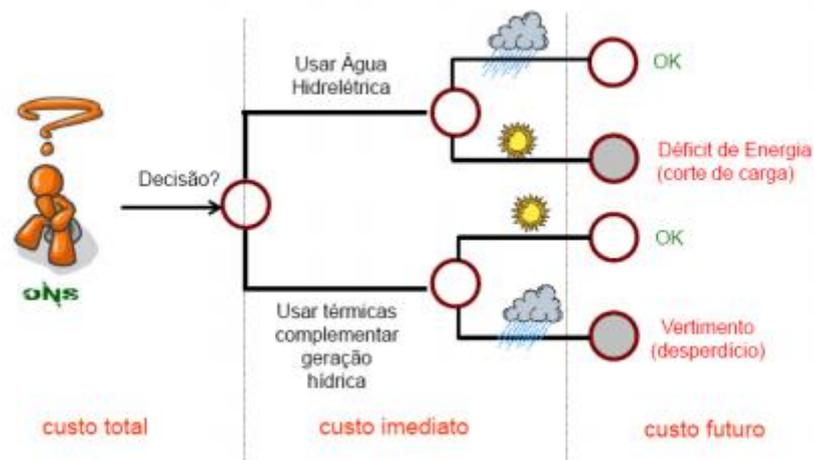


Figura 20 - Processo de decisão do despacho hidrotérmico [62]

A operação do sistema hidrotérmico é acoplada no tempo, ou seja, a decisão hoje afeta os custos operativos futuros. Devido a esta característica, a operação do sistema se baseia na decisão de usar a água hoje ou guardá-la para o futuro. Esta decisão deve ser tomada a cada etapa do horizonte de simulação, de 1 a t , onde t é a etapa final. A otimização do uso da água é aquela que minimiza a soma dos custos imediato e futuro da operação [61]. A Figura 21 ilustra a variação destes custos em relação ao volume turbinado.

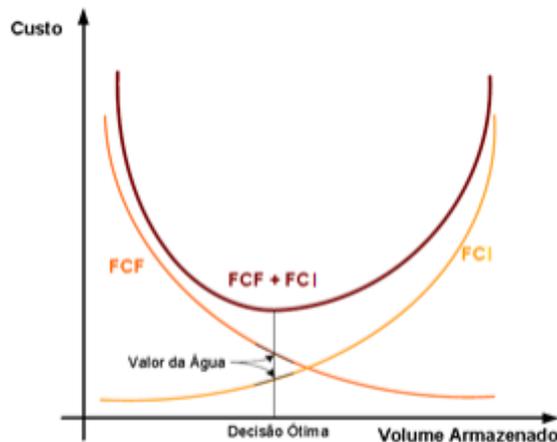


Figura 21 - Metodologia de solução do problema de planejamento da operação [62]

A função de custo imediato (FCI) é dada pelo custo de geração térmica complementar à geração hidrelétrica na etapa t . Conforme o volume turbinado aumenta, menos água resta nos reservatórios e conseqüentemente mais geração térmica é demandada e, portanto, o custo imediato aumenta. A função de custo futuro (FCF) está associada à geração térmica esperada na etapa posterior a que está sendo calculada e isso ocorre para todo o horizonte de simulação. O custo futuro decresce ao decorrer do aumento do volume turbinado [61].

Através da Figura 18 também se pode observar que o ponto ótimo de decisão é o ponto onde as derivadas das funções de custo futuro e imediato são iguais em módulo [61]. A equação (2) demonstra este cálculo.

$$\frac{\partial(FCI + FCF)}{\partial V} = 0 \rightarrow \frac{\partial FCI}{\partial V} + \frac{\partial FCF}{\partial V} = 0 \rightarrow \frac{\partial FCI}{\partial V} = -\frac{\partial FCF}{\partial V} \quad (8)$$

O cálculo da FCI está diretamente ligado ao custo da última termelétrica despachada para complementar a geração hidrelétrica. Já a FCF é calculada baseada em análises probabilísticas de cenários de afluências, visto que não são conhecidos os volumes iniciais das etapas da simulação, exceto a primeira [61].

Em outras palavras, pode-se dizer que a FCI representa o custo “hoje” de cada etapa, e a FCF representa em função das decisões operativas de “hoje”, - que alteram os volumes iniciais da etapa seguinte - o valor esperado do custo de operação futura [61].

A formulação do despacho hidrotérmico para uma determinada etapa t , supondo que é conhecida a função de custo futuro é apresentada a seguir. Onde z é o custo operativo total na etapa t que se deseja minimizar, que é composto pelo custo operativo térmico na etapa t e pelo valor do custo futuro da água [61].

$$z = \text{Min} \sum_1^j c_{j,t} g_{j,t} + FCF \quad (9)$$

s.a.

$$\sum_1^j g_{j,t} + \sum_1^i (\rho_i u_{i,t}) = d_t \quad (10)$$

$$g_{j,t} \leq G_{\text{máx } j,t} \quad \forall_j \quad (11)$$

$$u_{i,t} \leq U_{\text{máx } i,t} \quad \forall_i \quad (12)$$

$$v_{i,t+1} = v_{i,t} + a_{i,t} - u_{i,t} - s_{i,t} + \sum_{k \in K_i} (u_{k,t} + s_{k,t}) \quad \forall_i \quad (13)$$

$$v_{i,t+1} \leq V_{\text{máx } i} \quad \forall_i \quad (14)$$

onde:

j = índice da termelétrica

$c_{j,t}$ = custo variável unitário (CVU) da termelétrica j na etapa t

$g_{j,t}$ = geração da termelétrica j na etapa t

$G_{\text{máx } j,t}$ = capacidade máxima da termelétrica j na etapa t

i = índice da hidrelétrica

$u_{i,t}$ = volume turbinado pela hidrelétrica i na etapa t

$U_{\text{máx } i,t}$ = turbinamento máximo da hidrelétrica i na etapa t

ρ_i = fator de produção da hidrelétrica i

$s_{i,t}$ = volume vertido da hidrelétrica i na etapa t

$v_{i,t+1}$ = volume armazenado pela hidrelétrica i ao final da etapa t

$v_{i,t}$ = volume armazenado pela hidrelétrica i no início da etapa t

$V_{máx i}$ = capacidade máxima de armazenamento da hidrelétrica i

$a_{i,t}$ = afluência lateral que chega na hidrelétrica i na etapa t

$k \in K_i$ = conjunto de usinas imediatamente a montante da hidrelétrica i

5.2.1. SDDP

Para a realização das simulações feitas neste trabalho, foi utilizado o modelo computacional SDDP desenvolvido pela empresa de consultoria PSR.

O SDDP é um modelo de despacho hidrotérmico que utiliza a técnica de PDDE (programação dinâmica dual estocástica). Esta técnica permite a representação da função de custo futuro da PDE (programação dinâmica estocástica) tradicional como uma função linear por partes. Portanto, não é necessário enumerar as combinações de níveis dos reservatórios, o que permite obter a solução ótima estocástica para sistemas com um grande número de usinas [61]. O objetivo final do modelo é o cálculo da política operativa estocástica de mínimo custo para um sistema hidrotérmico [61]. O SDDP possui características únicas que trazem diferenciais significativos, como por exemplo: representação detalhada de sistemas hidrelétricos, individualização dos reservatórios, representação da rede de transmissão, geração renovável e a combustíveis fósseis, demanda elástica, entre outros, além de ser possível resolver estudos de curto, médio e longo prazo sem necessitar da combinação com outro modelo. O SDDP possui ainda a capacidade para representar incertezas por usina hidrelétrica individualizada e incertezas para fontes renováveis [61].

Os principais resultados do modelo são:

- Estatísticas operativas: geração hidroelétrica e termoelétrica, custos operativos das térmicas, intercâmbio de energia, consumo de combustível, riscos de déficit, energia não suprida, etc; [4]

- Custos marginais de curto prazo: custos utilizados para representar preços de compra e de oferta de energia no despacho; [4]
- Custos marginais de capacidade: estes custos medem o benefício operativo de se reforçar a capacidade instalada de uma usina térmica, o limite de turbinamento de uma usina hidroelétrica ou a capacidade de armazenamento de um reservatório, e são utilizados para determinar as adições de máxima eficiência econômica para o sistema [4].

O SDDP vem sendo utilizado em diversos países como o modelo oficial ou somente para estudos privados, como por exemplo: EUA e Canadá, Nova Zelândia, Áustria, Espanha, Noruega e todos os países da América do Sul e Central [4].

Os tempos de processamento dos casos simulados nos softwares OPTGEN e SDDP, bem como a autorização da PSR Consultoria para a utilização destes softwares encontram-se no ANEXO A.

6. METODOLOGIA E PREMISAS

A metodologia das simulações consiste em realizar a determinação da configuração inicial do SEB, incluindo a oferta de geração e transmissão já existentes e a planejada a entrar em operação no horizonte de análise. Após a determinação do plano já existente, outras premissas também devem ser observadas, como por exemplo: as usinas candidatas à expansão, a determinação dos parâmetros de decisão a serem levados em consideração no modelo de decisão do planejamento da expansão e a metodologia de cálculo da contribuição de energia, que neste caso é a garantia física das usinas, e a de potência, que é alvo de estudo deste trabalho e será melhor detalhada posteriormente. O modelo de decisão do planejamento da expansão OPTGEN pode ser então utilizado. Neste modelo a otimização do menor custo total incluindo o custo de investimento e de operação é realizada, a observar que a simulação da operação é realizada de forma simplificada, considerado somente os 10 cenários hidrológicos mais secos do histórico. Com isto, o plano de expansão resultante deve ser simulado no modelo de otimização do despacho hidrotérmico SDDP para a obtenção dos resultados com um maior detalhamento da operação, incluindo agora todas as 88 séries do histórico de hidrologia. Com o resultado da operação podem ser analisados finalmente o atendimento aos atuais critérios de suprimento. A Figura 22 exemplifica a metodologia utilizada neste trabalho.

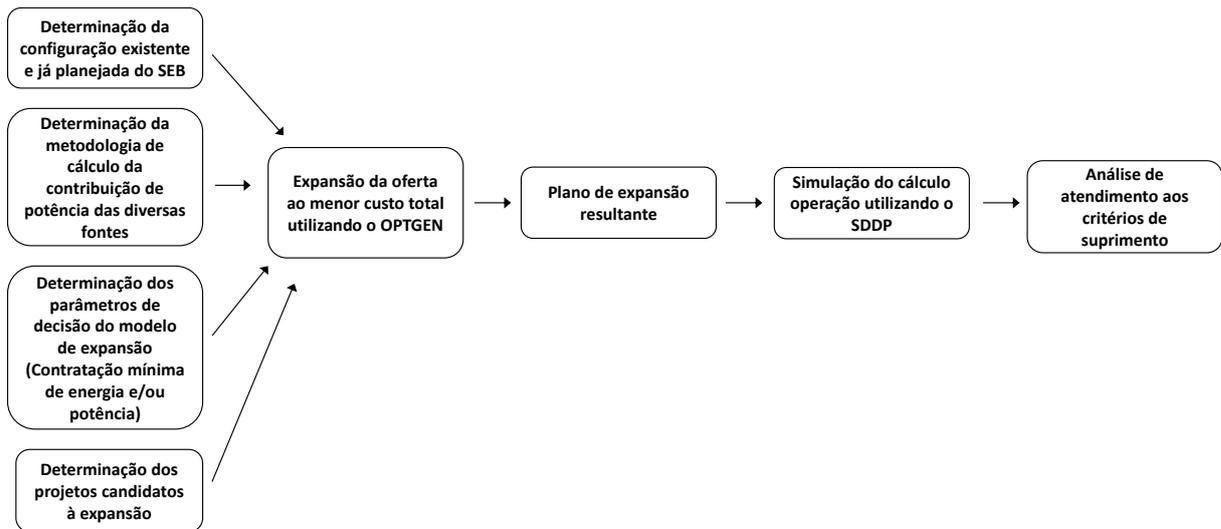


Figura 22 – Metodologia geral dos estudos de caso

Serão apresentados neste trabalho, o resultado de 4 estudos de caso para o planejamento da expansão do sistema elétrico num horizonte próximo, considerando apenas restrições de energia, e restrições de energia e de potência como parâmetro de decisão. Será sugerida uma metodologia diferente da utilizada pelo planejador no PDE 2030 versão consulta pública para o cálculo da contribuição de potência para as usinas hidrelétricas e renováveis não despacháveis, E será analisada a importância da definição, ou mensuração da capacidade de contribuição de potência da fonte hidrelétrica para o planejamento da expansão quando consideradas as restrições de potência como parâmetro de decisão. As premissas utilizadas nos estudos de caso serão detalhadas a seguir.

6.1. Cálculo da Garantia Física

Para todos os casos que serão apresentados o cálculo de garantia física por tipo de fonte para cada usina considerou as regras dispostas na regulamentação vigente nas Portarias nº 101, de 22 de março de 2016 e nº 351 de 06 de julho de 2016.

6.2. Cálculo da Potência Firme

Para a realização dos estudos acerca do planejamento da expansão considerando requisitos de potência, devem ser determinadas as contribuições de potência firme para cada tipo de fonte utilizada no estudo. O requisito de potência firme ainda é um parâmetro novo no setor que não tem regulação específica determinada, diferentemente, por exemplo, da forma de cálculo da garantia física das usinas. Os estudos que serão apresentados contemplarão restrições de energia e potência, portanto, faz-se necessária a utilização do cálculo da contribuição de

potência firme por cada tipo de fonte. Serão apresentados dois tipos de metodologia para o cálculo da potência firme de usinas renováveis e hidrelétricas, e apenas uma metodologia para usinas termoelétricas.

A metodologia utilizada para termoelétricas é a mesma apresentada pela EPE nos estudos pré PDE 2030, já para as hidrelétricas e renováveis serão apresentadas as metodologias da EPE e uma metodologia desenvolvida para este estudo. Foi utilizada uma metodologia nova para este estudo com o intuito de sugerir uma metodologia com um critério mais rigoroso para as hidrelétricas, que considera a série de vazão mais crítica do histórico e o percentil 90% destas séries, ambas utilizando a contribuição de cada usina referente ao mês em que ocorre a demanda de pico do sistema.

6.2.1. Cálculo da Potência Firme para Usinas Termoelétricas

Para as usinas termoelétricas, a disponibilidade de capacidade em MW é determinada como a potência efetiva da planta, ou seja, sua capacidade instalada abatidos os valores das taxas de indisponibilidades forçadas e programadas, considerando o seu fator de capacidade máximo. No caso das térmicas, a potência firme é igual à potência efetiva.

$$P_{ef\acute{t}erm} = Cap.Inst. \times FC_{m\acute{a}x} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (15)$$

Onde:

$$P_{ef\acute{t}erm} = \text{Pot\^encia efetiva t\^ermica [MW]}$$

$$Cap.Inst = \text{Capacidade instalada [MW]}$$

$$FC_{m\acute{a}x} = \text{Fator de capacidade m\^aximo [%]}$$

$$TEIF = \text{Taxa de indisponibilidade forçada [%]}$$

$$IP = \text{Taxa de indisponibilidade programada [%]}$$

6.2.1. Cálculo da Potência Firme para Usinas Hidrelétricas

Para as usinas hidrelétricas serão apresentadas duas metodologias diferentes: (i) a utilizada pela EPE nos estudos pré PDE 2030 [63] e; (ii) a metodologia desenvolvida para este trabalho. A metodologia utilizada pelo planejador, está aqui representada apenas com caráter informativo, não sendo utilizada nos estudos de caso que serão apresentados. Na metodologia

da EPE é utilizada uma divisão das usinas hidráulicas em três grupos considerando suas características operativas semelhantes: usinas com reservatório, usinas a fio d'água e usinas situadas na região da Amazônia.

6.2.1.1. Metodologia do Planejador (EPE)

6.2.1.2. UHEs com reservatório

A geração das usinas com reservatório é particularmente dependente do nível de seu reservatório. Quanto maior o volume armazenado, maior sua eficiência e capacidade de geração. Devido a esta característica, para calcular a contribuição de potência das UHEs com reservatório é necessário levar em conta os aspectos estruturais de cada projeto. Portanto, são levados em consideração a altura de queda líquida, a altura de queda efetiva e uma constante que varia de acordo com o tipo de turbina utilizada no projeto. Assim, é possível dimensionar as perdas por deplecionamento do reservatório.

Para isto, é simulado um caso estático (sem expansão do sistema e sem aumento da demanda ao longo dos anos) no modelo de despacho hidrotérmico utilizando as séries históricas até a convergência $CMO=CME$. O caso estático permite avaliar os parâmetros das usinas sem a influência das condições hidrológicas atuais nos reservatórios, utilizando a média histórica como referência. Obtém-se para cada reservatório e cada série histórica a energia armazenada ao final de cada mês e o percentual que ela representa em relação à energia armazenável máxima. O planejador utiliza o modelo de otimização energética oficial do setor, o NEWAVE que não possui representação individualizada das usinas hidrelétricas, portanto há um passo a mais para individualizar os volumes dos reservatórios equivalentes e distribuí-los entre as usinas. Para isto, multiplica-se o percentual da energia armazenável máxima obtida anteriormente pela capacidade de armazenamento máximo de cada usina. Posteriormente, utiliza-se o polinômio cota-volume de cada usina, e calcula-se então a cota montante para poder calcular a altura de queda líquida da usina.

$$P_{ef_{hidr}} = Cap. Inst. \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (16)$$

$$P_{max} = P_{ef_{hidr}} \times \left(\frac{hl}{hefe} \right)^\beta \quad (17)$$

Onde:

$P_{ef_{hidr}} = \text{Potência efetiva hidrelétrica [MW]}$

$P_{max} = \text{Potência máxima hidrelétrica [MW]}$

$hl = \text{Altura de queda líquida [m]}$

$hefe = \text{Altura de queda efetiva [m]}$

$\beta = \text{Constante que varia de acordo com o tipo de turbina}$

6.2.1.1. UHEs a fio d'água

Para as usinas a fio d'água não se considera a perda por deplecionamento, não levando em consideração a altura de queda líquida, portanto, a contribuição de capacidade será equivalente à potência efetiva apresentada na equação (9).

6.2.1.2. UHEs da região Amazônica

As usinas situadas na região Amazônica possuem um perfil de geração sazonal e em sua maioria são usinas a fio d'água. A geração destas usinas é correlacionadas com as variações de vazões da região, portanto, a contribuição de capacidade destas usinas é definida como a geração média mensal.

6.2.1.3. Metodologia do Planejador (EPE)

Para obter a contribuição de capacidade final das usinas hidrelétricas, ainda é necessário que ocorra mais uma etapa. Para todos estes três conjuntos é verificado o quanto cada usina conseguiria contribuir no horário de ponta, levando em consideração as condições de defluência mínima. Para isto é definida a geração mínima de cada usina ou reservatório equivalente e soma-se esta geração em cada mês. Estes valores vão variar a depender das séries hidrológicas. Posteriormente é calculada a subtração entre a geração total do reservatório equivalente e sua geração mínima total, e este montante deve ser rateado por usina. Para o rateio utiliza-se a potência disponível de cada usina, conforme mostrado nos cálculos anteriores. Após o rateio, abate-se a geração mínima da geração total de cada usina, e é calculada a razão entre essa energia e o tempo de duração da ponta. Finalmente, a contribuição de cada usina será o valor mínimo entre a geração e a potência disponível calculada anteriormente.

6.2.1.4. Metodologia Desenvolvida para este Estudo

Para todos os tipos de usinas hidráulicas, hidrelétricas com reservatórios, usinas a fio d'água e usinas da região amazônica, foi utilizada apenas uma metodologia que consiste em:

- (i) realizar uma simulação de um caso estático no modelo de otimização energética;
- (ii) somar por série e por etapa (mensal) as gerações das usinas a fio d'água resultantes do caso estático com a potência máxima das hidrelétricas com reservatório, equação (10);
- (iii) avaliar qual a série possui a menor contribuição anual de geração hidráulica calculada no item (ii). Neste caso o critério escolhido foi a menor contribuição, mas poderia ter sido utilizada a média simples, média ponderada, um percentil etc.;
- (iv) analisar qual o mês possui a maior demanda (neste caso foi o mês de fevereiro);
- (v) para a série encontrada na etapa (iii) e para cada usina, utilizar a geração/potência da etapa (ii) correspondente ao mês encontrado na etapa (iv), este então será o valor da contribuição de potência das usinas hidráulicas.

Além de ser utilizada a série encontrada na etapa (iii), que considera a pior série de geração hidráulica, também foi utilizada a série que corresponde ao percentil 90% de forma a analisar as diferenças no resultado do planejamento da expansão conforme a alteração na contribuição de potência das usinas hidrelétricas, fonte de maior representação na matriz atualmente. Esta escolha representa a aversão ao risco que o planejador aceitaria tomar. A escolha de um critério rigoroso pode levar a custos altos, já uma escolha mais otimista pode levar a um risco aceitável com custos mais atrativos para o sistema. A Figura 23 apresenta a distribuição de probabilidade acumulada das séries de geração hídrica utilizadas neste estudo (média anual). É possível perceber que a contribuição total das hidrelétricas considerando a pior série do histórico é de aproximadamente 76GW e considerando o percentil 90% é de aproximadamente 79GW.

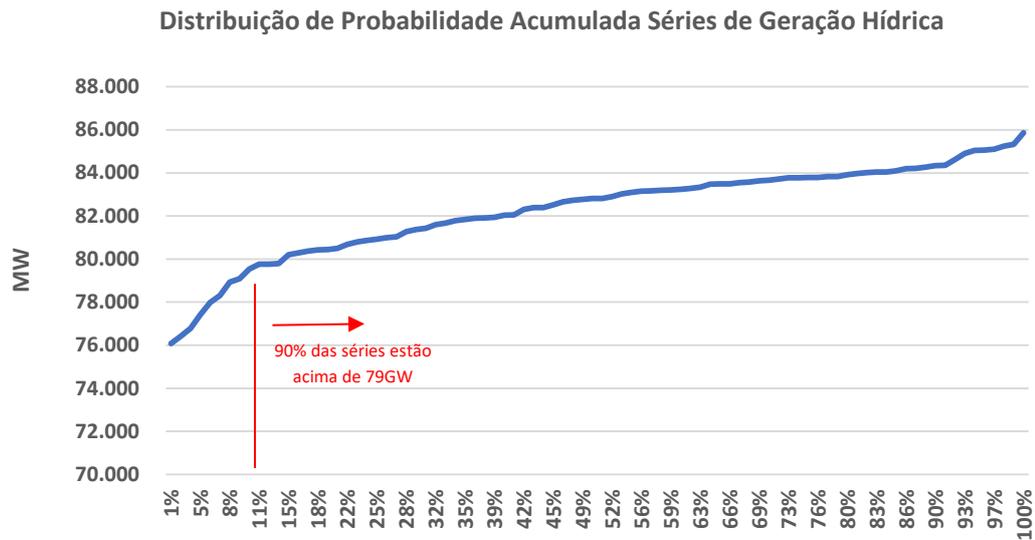


Figura 23 – Distribuição de Probabilidade Acumulada das Séries de Geração Hídrica

6.2.1. Cálculo da Potência Firme para Usinas Renováveis Metodologia do Planejador (EPE)

No documento encontrado em [3], a EPE sugeriu utilizar o efeito portfólio para analisar a contribuição das fontes renováveis. Foi utilizada a soma das disponibilidades de potência mensal das usinas eólicas e solares, e foi utilizado o percentil 95. Eles utilizaram uma base de dados chamada MERRA-2 para criação de séries horárias de longo prazo e tiraram o percentil 95 de todas as horas de geração para cada mês da contribuição conjunta eólica mais solar.

6.2.1.1. Metodologia Desenvolvida para este Estudo

Na metodologia desenvolvida para este estudo, a contribuição das renováveis consiste em:

- (i) separar e agregar as usinas renováveis em postos renováveis que contenham as mesmas características geográficas e meteorológicas; (uma descrição mais detalhada encontra-se no Anexo B);
- (ii) criar um histórico de geração utilizando um modelo matemático (foi utilizado o Time Series Lab, desenvolvido pela empresa de consultoria PSR), que consiste em utilizar a mesma base de dados que o planejador utiliza (MERRA-2) sobre o regime solar e/ou de ventos de uma determinada região, como por exemplo, velocidade do vento, direção, pressão, temperatura etc. e simular qual seria o histórico de geração dadas estas determinadas condições climáticas citadas

anteriormente, associadas aos parâmetros de uma turbina eólica e/ou painel solar (uma descrição mais detalhada encontra-se no Anexo C);

- (iii) calcular a demanda líquida horária (haverá uma para cada cenário), abatendo, portanto, da demanda total, a geração térmica inflexível e a geração renovável (diferentes cenários);
- (iv) ordenar as 100 maiores demandas líquidas horárias das 8.760 horas do ano;
- (v) tirar a média por posto da geração (séries sintéticas criadas) de cada uma destas 100 horas com maiores demandas;

A contribuição de potência firme de cada posto renovável será então o valor encontrado na etapa (v). Esta metodologia pode ser aprimorada se utilizado um loop após simulado o modelo de decisão de planejamento, pois a depender da decisão do modelo de implementar novas usinas renováveis, a demanda máxima poderá ser deslocada de horário. Por exemplo, quanto mais usinas solares forem inseridas em um sistema elétrico, maior será a contribuição de potência nos horários de pico desta fonte (geralmente ocorre entre 12h – 14h), caso a demanda de pico ocorra neste mesmo intervalo horário, conforme aumenta a penetração deste tipo de fonte, a demanda máxima passará a ser deslocada, ocorrendo, portanto, em um outro horário. Um aprimoramento na metodologia seria um modelo retroalimentado, onde a depender da decisão da expansão, o valor de contribuição de potência firme das usinas seria alterado, o que não foi avaliado neste estudo.

Estas duas metodologias (cálculo da contribuição de potência de hidrelétricas e renováveis) diferem da apresentada pelo planejador no PDE 2030 versão consulta pública, e são sugestões de aprimoramentos, uma vez que a metodologia sugerida pelo PDE 2030 versão consulta pública para as usinas hidráulicas a fio d'água não considera o efeito do histórico de vazões e nem a capacidade de geração de energia dadas estas condições críticas. Além disso, o planejador considera as usinas hidrelétricas agregadas em reservatórios equivalentes e calcula a contribuição de potência do conjunto para posteriormente separar, e neste trabalho as usinas foram representadas individualmente, o que representa um maior detalhamento da operação em cascata das usinas.

Com relação à metodologia de cálculo da contribuição de potência das renováveis, a contribuição conjunta eólica e solar pode não representar adequadamente as características específicas de cada perfil de geração das fontes.

6.3. Definição da Configuração Base Considerando os Projetos em Implantação

As Figura 24 e Figura 25 mostram a evolução da capacidade instalada existente e contratada até o ano de 2026 utilizada em todos os 4 casos simulados. Esta é a configuração base da expansão já planejada para entrar no sistema.

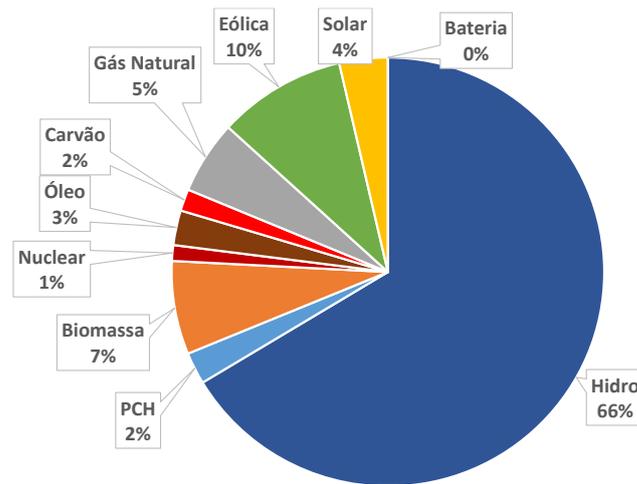


Figura 24 – Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada no SIN 2020

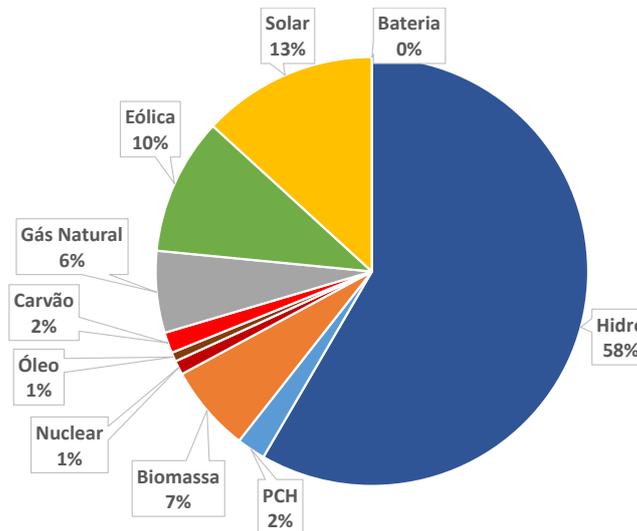


Figura 25 - Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada no SIN 2026

6.4. Definição dos Candidatos à Expansão

6.4.1. Custos dos Projetos

Os projetos que já foram leiloados até o ano de 2020 já estão considerados no modelo com as respectivas datas de entrada em operação comercial. Como atualmente o tempo esperado máximo para a entrada de um projeto novo é de 6 anos (leilões de energia nova A-6), a expansão resultante da decisão do modelo se dará a partir do ano de 2027. Para quantificar os projetos indicativos que irão competir para fazer parte da expansão, foram utilizadas premissas do Annual Technology Baseline – NREL [64]. A Tabela 4 resume os custos de investimento dos projetos candidatos à expansão utilizados neste estudo. Para as usinas eólicas, solares e baterias, há uma curva de redução do Capex, como pode ser observado através da Figura 26.

Tabela 4 – Custos de Investimentos dos Projetos Candidatos à Expansão

| Projeto | Capacidade | CAPEX | OPEX | Garantia Física |
|-----------------------------|------------|------------|-----------|-----------------|
| | MW | R\$/kWinst | R\$/kWano | % |
| PCH | 30 | 6.500 | 40 | 71% |
| Hidro | 1.000 | 4.500 | 35 | 71% |
| Biomassa | 100 | 5.500 | 85 | 58% |
| Térmicas GNL | 900 | 3.336 | 35 | 89% |
| Ciclo Combinado Gás Natural | 450 | 3.336 | 35 | 100% |
| Carvão Nacional | 500 | 2.125 | 60 | 96% |
| Carvão Importado | 500 | 1.750 | 50 | 100% |
| Nuclear | 1.000 | 5.500 | 180 | 100% |
| Eólica | 30 | 5.300 | 85 | 50% |
| Solar | 30 | 4.000 | 35 | 30% |
| Bateria | 500 | 8.051 | 99 | - |

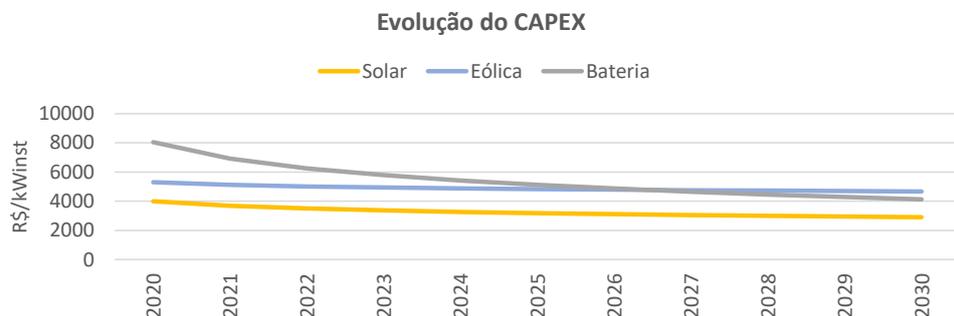


Figura 26 – Evolução do Capex EOL/SOL/Baterias

São apresentadas também as premissas utilizadas para calcular o custo variável unitário das usinas termelétricas bem como os valores finais utilizados pelo modelo através da Tabela 5 e da Figura 27.

Tabela 5 - Premissas para o cálculo do Custo Variável Unitário das Térmicas

| Índice | Fonte | Unidade | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-------------------------|-----------------------|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| IPCA | BCB - 09/25/2020 | % | 3.68% | 3.89% | 4.09% | 4.30% | 4.50% |
| Câmbio | BCB - 09/25/2020 | (R\$/US\$) | 4.47 | 4.47 | 4.47 | 4.47 | 4.47 |
| Henry Hub | World Bank (Abr/20) | (US\$/MMBtu) | 2.84 | 2.97 | 3.10 | 3.22 | 3.34 |
| Carvão Importado | CME Grp - Mai/19/2020 | (US\$/ton) | 64.58 | 64.58 | 64.58 | 64.58 | 64.58 |

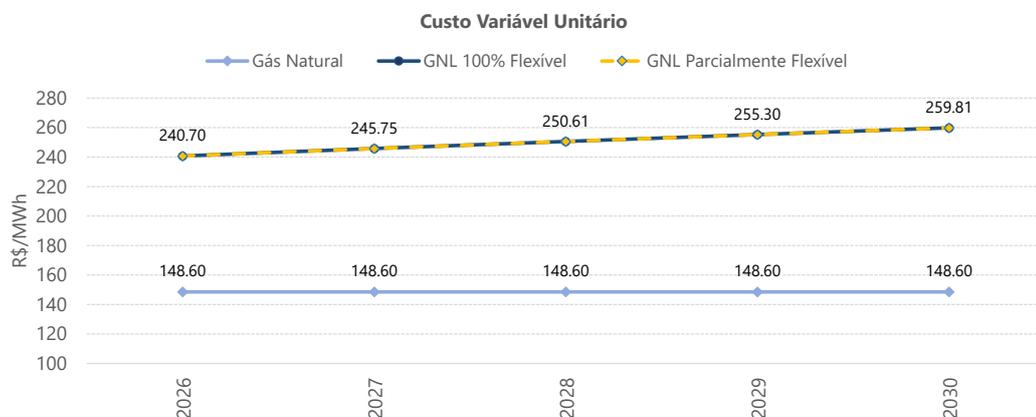


Figura 27 – CVU das Térmicas

O cálculo do CVU das usinas se relaciona com os custos marginais da operação resultantes do modelo de planejamento da operação, uma vez que o resultado do custo total de operação do sistema será ou o valor do CVU da usina térmica marginal (última usina térmica despachada pelo modelo), ou o valor do custo de se utilizar a água dos reservatórios. A seguir será demonstrado como os índices da Tabela 5 se relacionam com os CVUs mostrados na Figura 27:

$$CVU = (i \times A \times \text{índice combustível} + Co\&m) \times \text{taxa de câmbio} \quad (18)$$

Onde:

i = fator de conversão [MMBtu/MWh]

A = constante multiplicadora da indexação de combustível

$Co\&m$ = custos operativos [USD/MMBtu]

Usinas a gás natural – fator de conversão = 7,38 MMBtu/MWh, $A = 4,5$, índice combustível utilizado = 1 por e tratar de gás do pré-sal e $Co\&m = 0$ USD/MMBtu.

Usinas a GNL – fator de conversão = 7,41 MMBtu/MWh, A = 115%, índice combustível utilizado = Henry Hub e Co&m = 4 USD/MMBtu.

6.5. Demais Parâmetros e Premissas

6.5.1. Demanda de Energia

A demanda de energia foi calculada com base nas projeções de PIB do Banco Central do Brasil realizadas em setembro de 2020 para o horizonte de 2020 até 2024 (média das projeções diárias para cada ano), e posteriormente foi utilizada uma taxa de crescimento de aproximadamente 3% a.a. para os demais anos. As curvas de carga foram representadas em forma horária nos modelos. A Figura 28 apresenta as projeções de demanda de energia e de ponta para cada um dos submercados e para o SIN respectivamente.

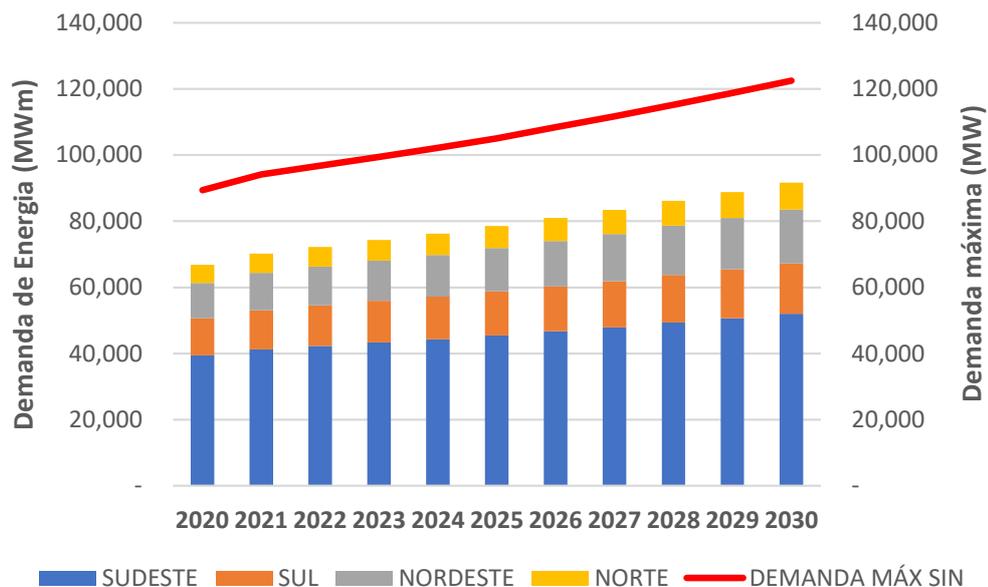


Figura 28 – Projeção de Demanda de Energia e Demanda de Ponta

6.5.1. Premissas do Modelo de Despacho Hidrotérmico

As premissas utilizadas no modelo de despacho hidrotérmico para o CVaR, custo de déficit e taxa de desconto, foram iguais aos utilizados no planejamento da operação do sistema realizado mensalmente pelo ONS. Para a expansão da transmissão e intercâmbios entre os submercados, foi utilizado como ponto de partida a transmissão planejada e divulgada pelo ONS em [65]. Este plano de expansão tem o horizonte até o ano de 2024, após este período, o

modelo de otimização do planejamento da expansão poderá optar por expandir o sistema com novas interconexões.

6.5.1. Premissas do Modelo de Planejamento da Expansão

Para considerar as restrições de potência, nos casos que consideram as restrições para a realização do planejamento da expansão, foi utilizada a seguinte premissa:

- (i) mínima contratação de potência = 1,05 da demanda máxima do ano;

Esta premissa é a mesma utilizada pelo planejador em seus estudos acerca do planejamento da expansão, porém ao invés de considerar a demanda por patamar, foi considerada a demanda máxima horária de cada ano. A seguir é apresentada a tabela com os valores em MW para as restrições de potência. Os valores foram considerados apenas a partir do ano de 2027 por se tratar do período em que o modelo tomará as decisões de expansão, visto que toda a contratação até o ano de 2026 já foi realizada até o momento da simulação.

Tabela 6 - Restrições de Potência Mínima

| Ano | Mínima Contratação de Potência (MW) |
|------|-------------------------------------|
| 2027 | 117.327,85 |
| 2028 | 120.954,49 |
| 2029 | 124.710,23 |
| 2030 | 128.599,31 |

6.5.1. Modelos Utilizados

Os modelos de planejamento da expansão e de otimização do despacho hidrotérmico utilizados foram respectivamente o OPTGEN (Optimal Generation Environment Network) e o SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), desenvolvidos pela empresa de consultoria PSR. Informações sobre a metodologia e o funcionamento dos softwares podem ser encontradas nos manuais de metodologia e usuário destes modelos, disponíveis no site da consultoria [2].

7. RESULTADOS

7.1. Planejamento da Expansão do SEB

Conforme citado no capítulo anterior, este estudo foi realizado considerando uma sugestão de aprimoramento na metodologia para a contribuição das fontes hidrelétricas, que consiste em utilizar a contribuição de potência por usina para a pior série hidrológica do histórico e para o percentil 90% destas séries. Para as usinas renováveis não despacháveis, eólicas, solares, biomassa e PCHs foi utilizada uma sugestão de aprimoramento, que consiste em utilizar a média das séries sintéticas para as 100 maiores horas de demanda do sistema. Este aprimoramento tem o intuito de verificar se mesmo na condição mais crítica de hidrologia e de carga há um plano de expansão que atenda aos requisitos de potência, e analisar qual seria este cenário. Já para as usinas termelétricas a metodologia de contribuição de energia e potência foi a mesma utilizada pelo planejador do sistema. Todos os casos simulados consideram incerteza associada à hidrologia e foram simulados com o objetivo de indicar a expansão ótima resultante do modelo para o horizonte de 2027 a 2030. O modelo de planejamento da expansão utilizado foi o OPTGEN desenvolvido pela empresa de consultoria PSR. Os casos simulados foram:

1. Caso Base (não considera uma restrição de mínima contratação de potência para o sistema e não considera contribuição de potência das usinas);
2. Caso Potência Firme (considera uma restrição de contratação mínima de potência de 1,05% da demanda conforme Tabela 6, e considera a metodologia de contribuição de potência das usinas conforme descrito no Capítulo 6, considerando a pior série de hidrologia para as hidrelétricas e as demais metodologias para térmicas e renováveis com alta volatilidade na geração);
3. Caso Potência Firme P90% (considera uma restrição de contratação mínima de potência de 1,05% da demanda conforme Tabela 6, e considera a metodologia de contribuição de potência das usinas conforme descrito no Capítulo 6, considerando o percentil 90% das séries de hidrologia para as hidrelétricas e as

demais metodologias para térmicas e renováveis com alta volatilidade na geração);

4. Caso Potência Planejador (considera uma restrição de contratação mínima de potência de 1,05% da demanda conforme Tabela 6, e considera a metodologia de contribuição de potência das usinas conforme descrito no Capítulo 6, considerando a metodologia do planejador todos os tipos de fontes).

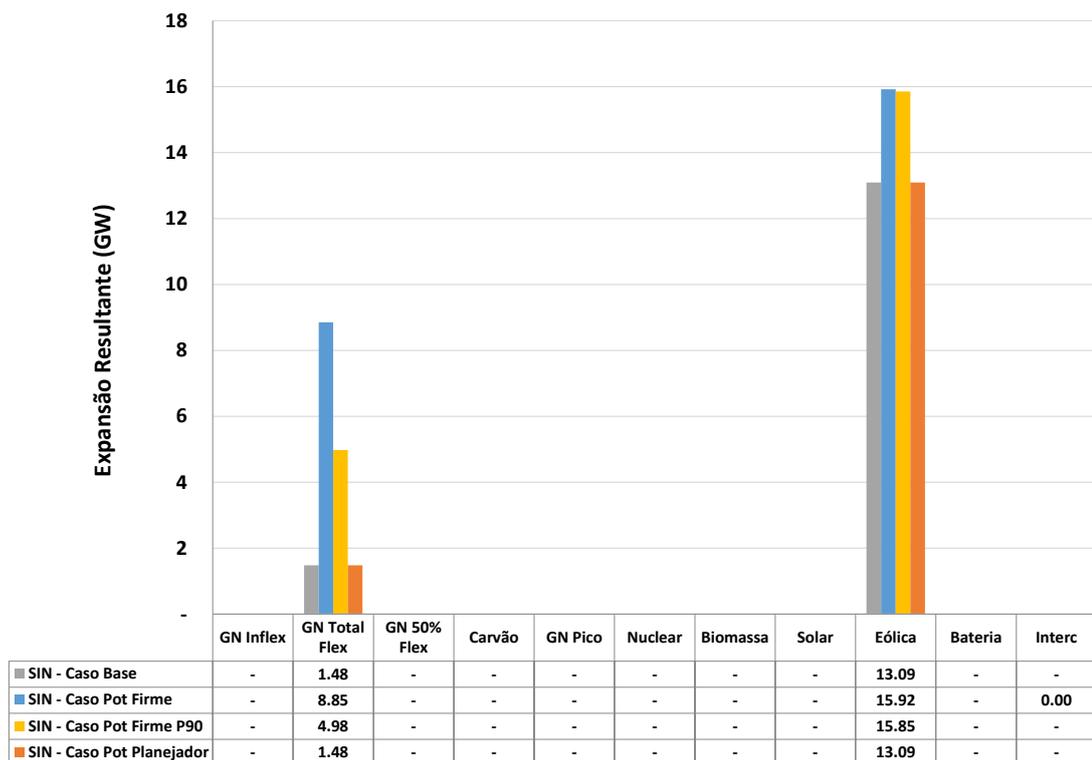


Figura 29 – Resultado da Expansão Total por Caso (SIN)

A apresenta o resultado total da expansão adotado pelo modelo para o SIN para os casos simulados. Pode-se perceber que para o Caso Base a expansão total foi de 14,58 GW sendo 1,48 GW em térmicas a gás natural 100% flexíveis e 13,09 GW em usinas eólicas. Para os casos que consideram os cálculos de contribuição de potência para cada usina hidrelétrica, termoelétrica e renováveis com alta volatilidade na geração considerando o pior cenário hidrológico para o cálculo da contribuição das hidrelétricas, a expansão total resultante foi de 24,77 GW, sendo 8,85 GW em térmicas a gás natural 100% flexíveis e 15,92 GW em usinas eólicas. Por fim, para o caso em que as contribuições individuais das usinas hidráulicas considera o percentil 90% das séries hidrológicas, o resultado total da expansão do SIN foi de 20,83 GW, sendo 4,98 GW em térmicas a gás natural 100% flexíveis e 15,85 GW em usinas

eólicas. Já o caso que considera o cálculo de contribuição de potência do planejador resultou em uma expansão igual ao Caso Base, isto ocorreu porque a metodologia utilizada neste caso para o cálculo da contribuição de potência está considerando uma contribuição elevada principalmente para as fontes hidrelétricas. A Figura 30 exemplifica a contribuição das fontes hídricas para cada caso. Pode-se perceber que o Caso Potência do Planejador possui de 10GW a 15GW de diferença de contribuição de potência em relação aos Casos Potência Firme e Potência Firme P90. Com isto, a expansão resulta na mesma ocorrida no Caso Base, mesmo havendo restrição mínima para contratação de potência no Caso Planejador. O que ocorreu foi que a contribuição de potência das usinas existentes se tornou tão alta ao ponto de que considerar ou não esta restrição, não resultou em diferença na decisão de expansão do sistema tomada pelo modelo.

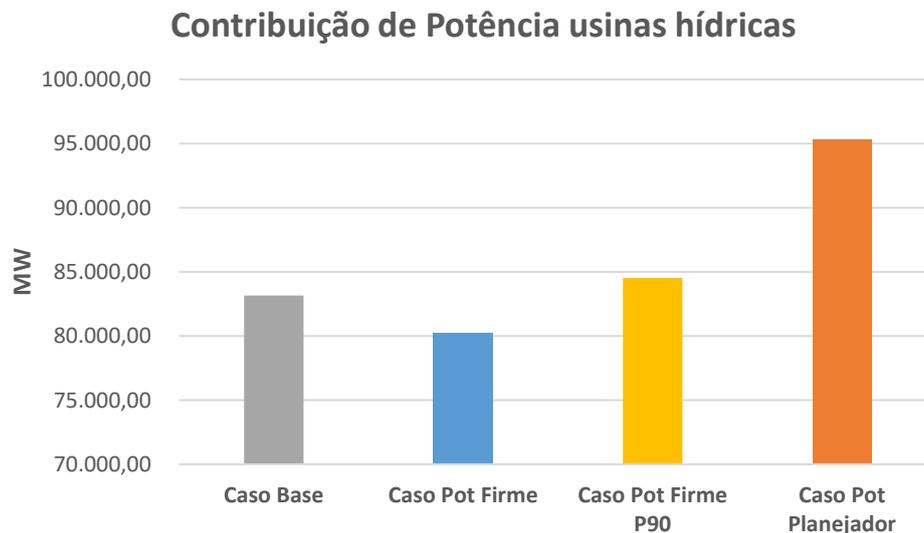


Figura 30 - Contribuição de potência usinas hídricas

A expansão adotada pelo modelo nos demais casos se deu basicamente por usinas eólicas e termelétricas 100% flexíveis. As usinas eólicas possuem custo de operação nulo e apesar de terem um Capex mais alto do que as usinas solares, elas contribuem para um maior atendimento à expansão, pois possuem um fator de capacidade maior, o que significa também uma garantia física maior, portanto, pode-se concluir que os seus custos totais na expansão no sistema acabam sendo menores do que os das usinas solares. Já as termelétricas 100% flexíveis, parecem estar sendo utilizadas com intuito de atender aos requisitos de potência quando inserida esta restrição como parâmetro de decisão. A diferença na quantidade destas usinas adotadas

entre os casos explica este fato. As térmicas 100% flexíveis tem a característica de serem acionadas nos momentos em que há necessidade no sistema, por isto, apesar de possuírem um CVU mais elevado em relação às demais térmicas a gás natural inseridas neste estudo, seu custo de operação é reduzido por não possuírem obrigatoriedade de entrega de energia ao longo dos anos (não possuem inflexibilidade).

Estes resultados demonstram que há uma diferença significativa em colocar uma restrição de contratação mínima de potência quando realizada a análise de expansão de um sistema elétrico em um modelo de otimização. A diferença entre adotar uma restrição mínima como obrigação de contratação de potência e não adotar esta obrigação entre os Caso 1 e 2 foi de aproximadamente 10,20 GW, e entre os Casos 1 e 3 foi de aproximadamente 6,25 GW. A diferença se dá basicamente na expansão térmica 100% flexível, isto porque este tipo de usina tem maior capacidade de atender à demanda de potência nestes cenários, uma vez que o recurso de potência das térmicas acabam sendo mais elevados que as demais fontes.

Percebe-se também diferenças expressivas ao considerar no modelo um valor com um cálculo mais rigoroso para a contribuição de potência para cada fonte, especificamente para cada usina. A diferença entre o Caso 2 e o Caso 3 foi de 3,94 GW. A expansão resultante foi maior no Caso 2 em relação ao Caso 3, pois ao se considerar o pior cenário hidrológico ocorrido como referência para o valor de contribuição de cada usina hidráulica, foi necessário expandir o sistema com mais usinas a gás natural 100% flexíveis, para que a restrição de contratação mínima de potência fosse atendida. Isto significa que caso ocorra um ano com hidrologia similar à pior do histórico e este valor não for adotado como critério de contribuição de potência para as usinas hidrelétricas, pode não haver potência o suficiente no sistema para atender ao critério mínimo de 5% acima da demanda. Caso este cálculo de contribuição de potência firme das hidrelétricas seja relaxado, como foi mostrado ao utilizar o percentil 90% das séries hidrológicas, a necessidade de contratação de térmicas para atender ao requisito mínimo de potência diminui.

As principais diferenças entre os Casos 1, 2 e 3 ocorrem em sua maioria, no valor de expansão térmica a gás natural 100% flexível adotado, isto porque a maior parte da expansão se dá por usinas eólicas devido ao seu custo nulo. Percebe-se, porém, que a expansão dada somente com usinas eólicas não atenderia aos critérios de restrição mínima de potência ao menor custo total, com isto as usinas térmicas a gás natural parecem ser opção mais viável economicamente, e dentre estas, as com possibilidade de atender ao pico em qualquer período,

ou seja, 100% flexíveis são, portanto, escolhidas pelo modelo para o resultado do planejamento da expansão. Como seu custo é mais alto do que o custo das eólicas que é nulo, quando a contribuição total de potência já existente é aumentada (Caso 3 em relação ao Caso 2), seu volume contratado como expansão é diminuído.

Os custos totais dos 4 casos simulados podem ser observados através da Figura 31. Percebe-se que o Caso Base que não possui restrição de potência mínima a ser contratada como parâmetro de decisão do modelo, possui o menor custo dentre todos os casos analisados. Isto significa que uma expansão que considera menores riscos de ocorrência de déficits, possui um maior custo total. Para garantir que o atendimento à demanda de energia e de potência ocorram, o planejador deve estar disposto a pagar um preço mais elevado na expansão do sistema, e quanto maior for esta restrição, maior será este custo. Isto pode ser percebido devido as diferenças de custo entre os casos 2 e 3. Apesar de a restrição mínima de potência não ter sido alterada entre estes casos, o valor de potência com que cada fonte contribui foi alterado. O Caso 2 que considera que as usinas hidrelétricas terão uma capacidade menor de contribuição no atendimento à ponta em relação ao caso 3 foi o que resultou em um maior custo total. Em contrapartida, seu custo de operação foi o menor dentre todos os casos, isto é, na garantia de atendimento à potência os custos de investimento são mais elevados, porém, os custos de operação são menores, corroborando com os estudos internacionais mostrados no Capítulo 2. O Caso Potência do Planejador teve o mesmo custo do Caso Base, uma vez que a expansão resultante é igual.

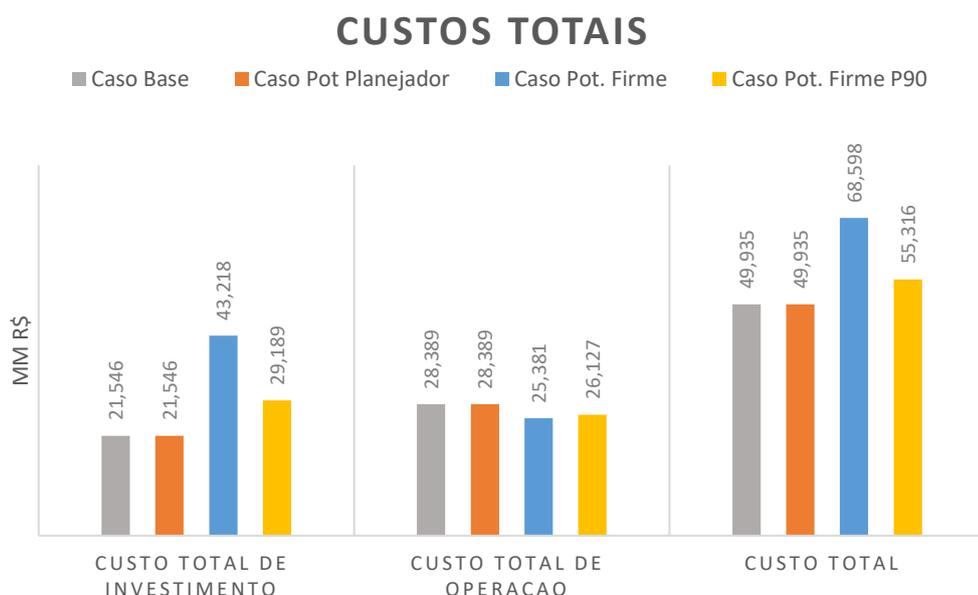


Figura 31 – Custos Totais (Custo de Operação + Custo de Investimento) - SIN

7.2. Atendimento aos Critérios de Suprimento

A análise de atendimento aos atuais critérios de suprimento considerados pelo planejador no cálculo da expansão do sistema elétrico foi realizada para todos os casos. Para isto, após os resultados obtidos com o modelo de decisão de investimentos OPTGEN, foi realizada uma simulação para cada caso com o modelo de otimização do despacho hidrotérmico SDDP, considerando a expansão previamente calculada. Os valores foram apenas analisados, não sendo utilizados para retroalimentar o modelo de decisão de investimentos caso algum critério não tenha sido atendido.

7.2.1. Caso Base e Caso Potência Planejador

As Figura 32, Figura 33 e Figura 34 mostram respectivamente o atendimento aos critérios de CVaR 10% (CMO) ≤ 800 R\$/MWh, CVaR 1% (ENS) $\leq 5\%$ da demanda anual, CVaR 5% (PNS) $\leq 5\%$ da demanda máxima anual, e o LOLP para o Caso Base e para o Caso Potência do Planejador. Uma vez que a expansão destes dois casos é a mesma, os resultados da operação do sistema também são iguais, e conseqüentemente o atendimento aos critérios de suprimento é o mesmo. Observa-se que somente o critério econômico não foi atendido neste estudo de caso. O não atendimento a um dos critérios indica uma necessidade de adequação no planejamento da expansão destes casos, uma vez que os critérios foram violados indicando que este cenário de expansão não é confiável de acordo com a aversão ao risco determinada pelo próprio planejador e pelo ministério.

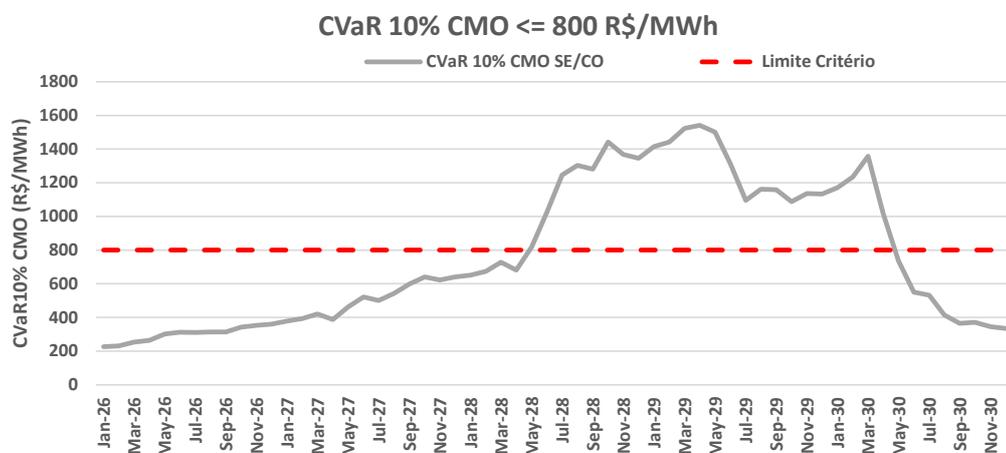


Figura 32 – Atendimento ao Critério Econômico CVaR_{10%} CMO – Caso Base e Caso Pot Planejador

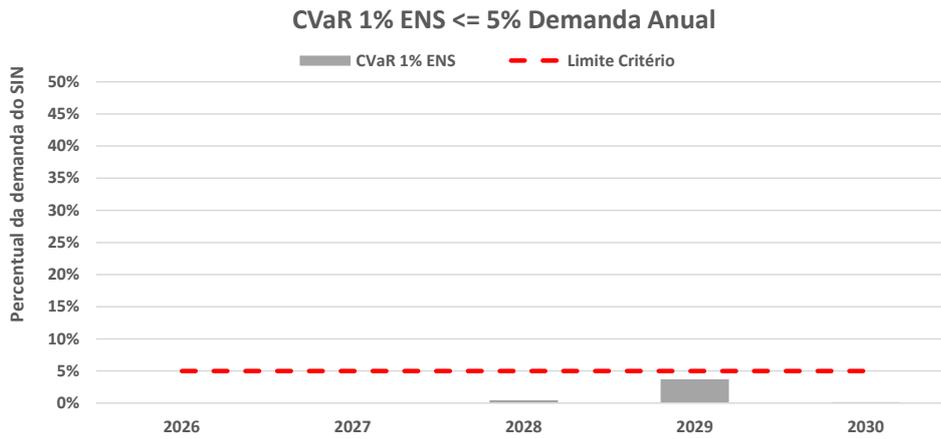


Figura 33 – Atendimento ao Critério de Segurança CVaR_{1%} ENS – Caso Base e Caso Pot Planejador

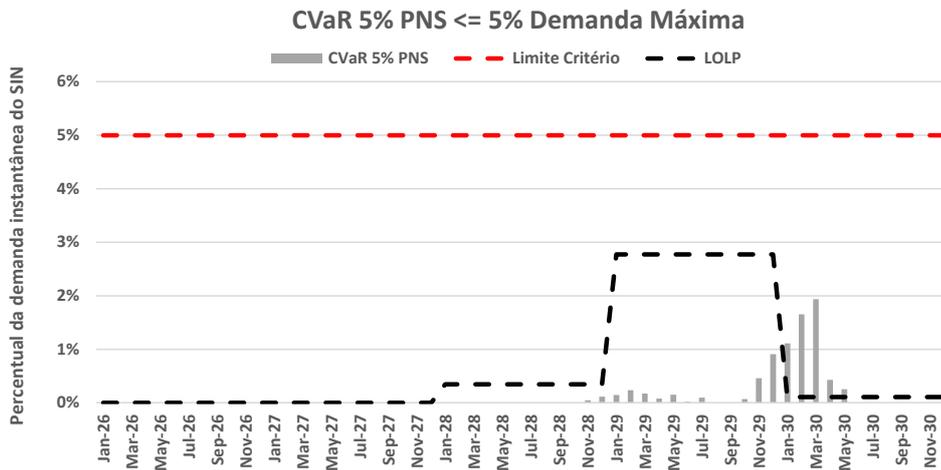


Figura 34 – Atendimento ao Critério de Segurança CVaR_{5%} PNS e LOLP – Caso Base e Caso Pot Planejador

7.2.1. Caso Potência Firme

Para o Caso de Potência Firme, onde as hidrelétricas tiveram sua contribuição de potência calculada considerando o pior cenário de vazão do histórico, todos os critérios de suprimento para o planejamento da expansão foram atendidos.

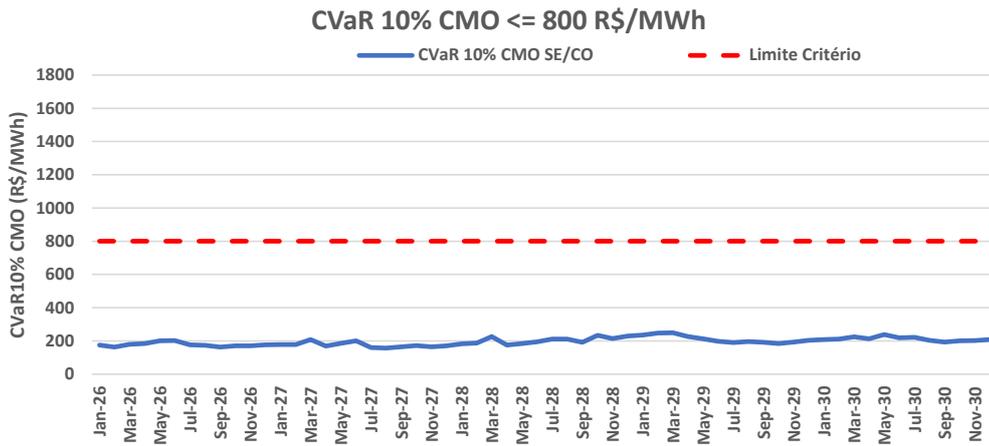


Figura 35 - Atendimento ao Critério Econômico CVaR_{10%} CMO – Caso Potência Firme

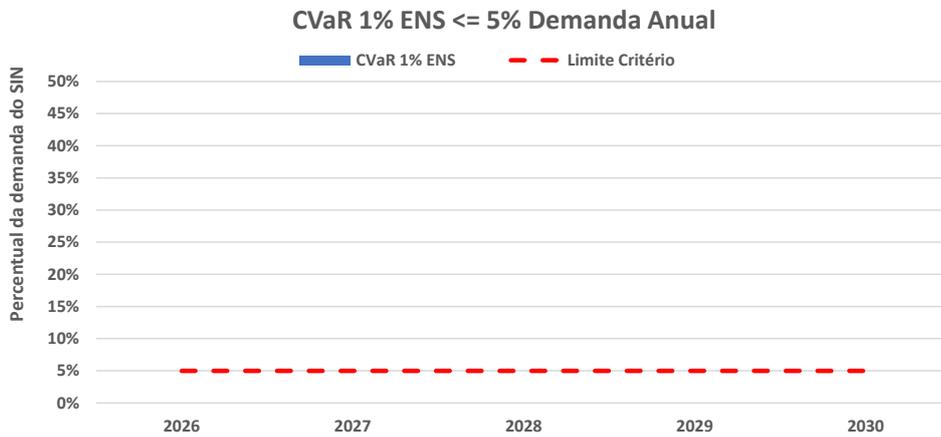


Figura 36 - Atendimento ao Critério de Segurança CVaR_{1%} ENS – Caso Potência Firme

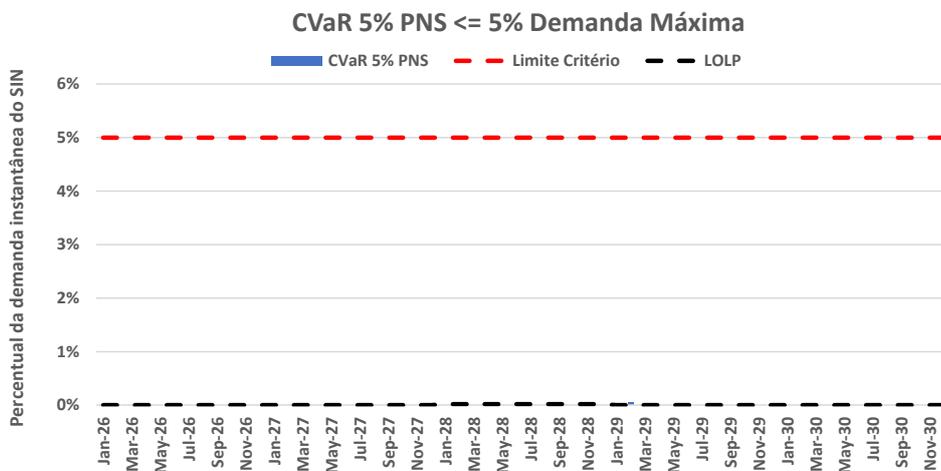


Figura 37 - Atendimento ao Critério de Segurança CVaR_{5%} PNS e LOLP – Caso Potência Firme

7.2.2. Caso Potência Firme P90%

Para o Caso de Potência Firme percentil 90%, onde as hidrelétricas tiveram sua contribuição de potência calculada considerando o percentil 90% do histórico de vazões, todos os critérios de suprimento para o planejamento da expansão foram atendidos.

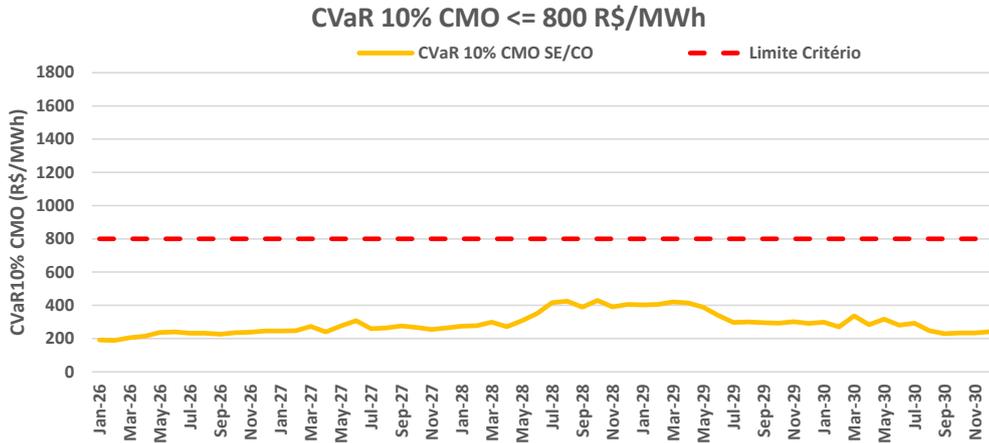


Figura 38 - Atendimento ao Critério Econômico CVaR_{10%} CMO – Caso Pot. Firme P90%

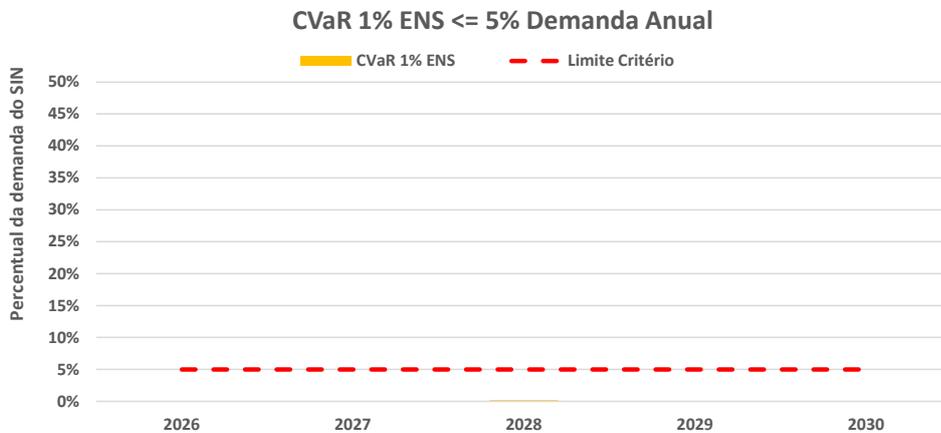


Figura 39 - Atendimento ao Critério de Segurança CVaR_{1%} ENS – Caso Pot. Firme P90%

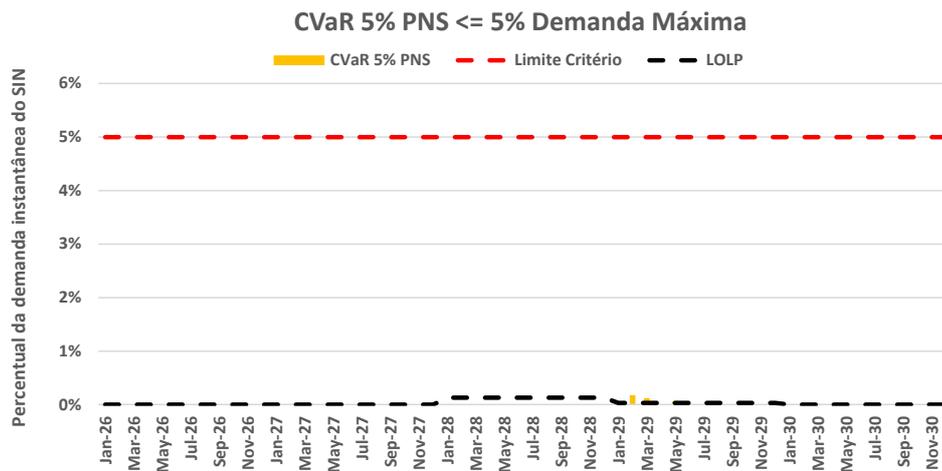


Figura 40 - Atendimento ao Critério de Segurança CVaR_{5%} PNS e LOLP – Caso Pot. Firme P90%

Percebe-se que o atendimento ao critério econômico CVaR 10% (CMO) foi violado somente nos Casos 1 e 4 a partir do ano de 2028 e obteve os menores resultados no Caso 2. Isto ocorreu porque no Caso 1, não havia restrição mínima de contratação de potência, com isto a expansão térmica foi menor e o modelo de despacho hidrotérmico teve que despachar as térmicas ao final do horizonte de simulação de modo a evitar um baixo armazenamento. Com relação ao Caso 4, isto ocorreu pois como a contribuição de potência considerada neste caso era elevada, a expansão não sofreu alteração em relação ao Caso Base, levando a operação do sistema a ter o mesmo comportamento de despachar as usinas mais caras a fim de evitar o déficit e poupar água nos reservatórios. Já nos Casos 2 e 3 a expansão térmica foi maior e o modelo otimizou o seu uso durante todo o horizonte evitando a necessidade de um despacho mais elevado pois conseguiu manter um nível de armazenamento constante ao longo do horizonte de estudo. Estes resultados corroboram os estudos internacionais mostrados no Capítulo 2, que sugerem que o requisito de potência como parâmetro de decisão nos modelos de planejamento da expansão diminuem os custos totais de operação do sistema elétrico.

Os critérios de segurança não foram violados em nenhum dos casos, o que não indicaria ainda uma necessidade de contratação de potência no SEB se o critério econômico não tivesse sido violado nos Casos 1 e 4. No entanto, para o ano de 2029 o valor de CVaR 1% da ENS ficou próximo de violar o critério, o que indica que uma necessidade de contratação de potência pode-se fazer necessária, uma vez que as simulações no modelo de despacho hidrotérmico tendem à média histórica e este volume de hidrologia pode não se realizar. A análise de atendimento ao critério de suprimento econômico violado a partir do ano de 2028 e o critério

de segurança CVaR 1% da ENS quase violado para os Casos Base e Potência do Planejador no ano de 2029 indicam que há sim necessidade de contratação de potência no Sistema Elétrico Brasileiro.

O caso 2 que possui um critério mais rigoroso para o cálculo de contribuição de potência das usinas foi o que possuiu menores valores de ocorrência de déficits. Isto indica que este critério pode ser rigoroso para ser adotado no momento para o SEB, podendo-se optar por um critério menos rígido como o utilizado no Caso 3.

8. CONCLUSÃO

Nos países europeus, EUA e em alguns países latinos, o mercado de energia sofreu alterações na forma de contratação já a partir dos anos 2000, quando nesta mesma época o SEB passava pela sua primeira reformulação. No entanto, estes países não possuem a característica de predominância hidrotérmica que o Brasil possui, portanto, a necessidade de contratação de potência nestes mercados ocorreu com antecedência em relação ao SEB. A cada ano que passa, porém, a necessidade de se implementar estas alterações se mostra mais necessária. Com a diminuição do nível de regularização das usinas hidrelétricas, o término de contratos de usinas termoelétricas movidas a óleo que podem levar ao seu descomissionamento, o risco do não atendimento à demanda de ponta aumenta. Além disso, há ainda a alta penetração de renováveis com alta volatilidade na geração que aumentam as dificuldades na operação do setor e a crescente expectativa de demanda de um país em desenvolvimento, e, por consequência, aumento do risco do não atendimento à garantia de suprimento do sistema. .

Este trabalho objetivou analisar a importância do requisito de potência mínimo como parâmetro de decisão nos modelos de planejamento da expansão de sistemas elétricos, sugerindo ainda, novas metodologias de cálculo para a contribuição de potência firme para usinas hidrelétricas e para usinas renováveis. Foram simulados 4 casos para o planejamento da expansão do SEB. O Caso 1 que não possui obrigatoriedade de contratação de potência resultou em um plano de expansão com menor volume a ser implementado, ou seja, com custos de investimento menos elevados, porém, com custos operacionais mais altos. Já o Caso 2 que possui uma obrigatoriedade na contratação de potência mínima e cálculo de contribuição de potência mais rigoroso para as usinas hidrelétricas e renováveis, resultou em um plano de expansão com custos de investimento mais elevados, porém, custos de operação reduzidos. Quando o critério de contribuição de potência das usinas hidrelétricas foi relaxado conforme o Caso 3, o plano de expansão resultou em custos de investimento e de operação intermediários entre os casos simulados. E, por fim o Caso 4 que considerou a metodologia de cálculo de contribuição de potência utilizada pelo planejador, e cujos resultados mostraram que a metodologia de cálculo utilizada parece estar sendo otimista, gerando uma falsa perspectiva de

que não haveria necessidade de contratação de potência, pois as atuais usinas já estariam contribuindo com o valor necessário para atender a este requisito do sistema. Com isto, os resultados do Caso 4 foram iguais aos resultados do Caso 1 que não considera restrições de potência no planejamento da expansão.

Os resultados apresentados, porém, indicam uma necessidade de contratação de potência a partir do ano de 2028, pois o critério de suprimento econômico foi violado para os Casos Base e Caso Potência do Planejador, e o atendimento ao critério de suprimento CVaR 1% da ENS ficou perto do limite para o ano de 2029. O cálculo da contribuição de potência de formas distintas resulta em planos de expansão distintos, devendo-se avaliar a aversão ao risco do planejador deste sistema ao realizar o cálculo da contribuição de potência das diversas fontes de energia. A necessidade de adoção de um critério mais rigoroso pode ocasionar custos totais elevados, e não haver diferença significativa no atendimento aos critérios de suprimento em relação a um plano com a adoção de uma metodologia de cálculo mais relaxada, conforme os resultados simulados nos Casos 2 e 3. É importante salientar, no entanto que os planos resultantes dos Casos 2 e 3 simulados apresentaram necessidade de contratação de usinas termelétricas a gás natural 100% flexíveis e para que este cenário ocorra é preciso que o mercado de energia brasileiro amadureça. Conforme visto nos capítulos anteriores, os países com mercados de energia maduros possuem regras para tratar da comercialização e remuneração correta dos geradores no que se refere à prestação de serviços ancilares de atendimento à demanda de ponta. A modernização do setor elétrico busca atingir alguns avanços na criação de um mercado misto entre energia e potência, porém, a necessidade de contratação de potência já existe conforme resultados do Caso 1, e ainda não há regras claras para que esta contratação e sua comercialização ocorram.

8.1. RECOMENDAÇÕES E TRABALHOS FUTUROS

Conforme apresentado nos resultados, existe hoje a necessidade de contratação de potência no SEB a partir do ano de 2028, e o atendimento à esta necessidade se dá especificamente por usinas termelétricas a gás natural 100% flexíveis. Conforme analisado nos capítulos anteriores, o tipo de contratação e o mercado de energia existentes permitem a contratação de usinas térmicas com no mínimo cinco anos de antecedência, portanto, o amadurecimento do mercado com a criação de um mercado de potência deve ser implementado com urgência, a fim de atender as necessidades sistêmicas e a garantir o atendimento aos atuais critérios de suprimento. A mensuração do cálculo da contribuição de potência das usinas deve

ser bem avaliada, de forma a resultar em um plano de expansão que atenda aos critérios de aversão ao risco do planejador ao menor custo total (operação e investimento).

A metodologia de cálculo da contribuição de potência firme para as fontes renováveis apresentadas neste trabalho apresenta um aprimoramento à atual metodologia utilizada pelo planejador, uma vez que considera os cenários de geração unificados por fonte e não em conjunto como o atual critério faz. Esta metodologia, porém, ainda pode ser aprimorada se utilizado um loop após simulado o modelo de decisão de planejamento. A metodologia apresentada consiste em utilizar os cenários de geração renovável para as 100 horas com maiores demandas do sistema, porém, a depender do plano de expansão resultante do modelo, a demanda máxima utilizada para o cálculo poderá ser deslocada de horário e estas 100 horas com maiores demandas podem não ser mais as mesmas. Por exemplo, quanto mais usinas solares forem inseridas em um sistema elétrico, maior será a contribuição de potência nos horários de pico desta geração (geralmente ocorre entre 12h – 14h), caso a demanda de pico ocorra neste mesmo intervalo horário, conforme aumenta a penetração deste tipo de fonte, a demanda máxima passará a ser deslocada, ocorrendo, portanto, em um outro horário. Um aprimoramento na metodologia seria, portanto, um modelo retroalimentado, onde a depender da decisão da expansão, o valor de contribuição de potência firme das usinas seria alterado.

Com relação à metodologia apresentada para as usinas hidrelétricas, avaliar a contribuição de potência considerando o pior cenário hidrológico é importante para avaliar o atendimento aos critérios de segurança do sistema no caso mais crítico. Uma vez que para o pior cenário hidrológico as condições são atendidas, estas podem ser relaxadas, e além do percentil 90%, outros percentis podem ser utilizados, além da média, ou mediana, desde que o resultado do plano de expansão não viole o atendimento aos critérios de suprimento atuais.

A metodologia de cálculo de contribuição de potência apresentada neste trabalho aparenta ser mais rigorosa do que a utilizada pelo planejador, pois os Casos 2 e 3 tiveram resultados que se apresentaram muito distantes ao não atendimento aos critérios de garantia de suprimento. Os estudos do PDE 2030, no entanto, violam alguns dos critérios, assim como o Caso 4 que utilizou a mesma metodologia de cálculo de contribuição de potência do planejador. Os estudos realizados neste trabalho indicam, portanto, que a metodologia de cálculo utilizada atualmente pelo planejador pode carecer de aprimoramentos, levando a crer que não seria necessária a contratação de potência no sistema. A metodologia atual deve, portanto, ser aprimorada de forma a ser mais restritiva para que possa atender aos critérios de suprimento e

aversão ao risco do planejador evitando déficit e garantindo o atendimento a todos os consumidores do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministério de Minas e Energia - MME, “PROPOSTA COMPILADA DE APRIMORAMENTO CONTEMPLANDO TODAS AS ALTERAÇÕES,” Brasília, 2018.
- [2] “PSR,” [Online]. Available: <https://www.psr-inc.com/software/?current=p4038>.
- [3] Empresa de Pesquisa Energética - EPE, “Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 |,” Rio de Janeiro, 2020.
- [4] “PSR,” [Online]. Available: <https://www.psr-inc.com/software/?current=p4026>.
- [5] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, [Online]. Available: http://www.ons.org.br/Paginas/Opinio/20170828-integracao_planejamento_operacao.aspx. [Acesso em 10 08 2020].
- [6] J. C. e. H. R. Juan D. Molina, “A Risk-Constrained Project Portfolio in Centralized Transmission Expansion Planning,” *IEEE SYSTEMS JOURNAL*, 2014.
- [7] Empresa de Pesquisa Energética - EPE, “Fontes,” [Online]. Available: <http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>. [Acesso em 29 05 2020].
- [8] Z. J. e. C. Mo-yuen, “A Review of E erging Techniques on Generation Expansion Planning,” *IEEE Transactions on Power Systems Vol. 12, No. 4*, Novembro 1997.
- [9] S. Z. S. H. P. J. F. Vishwamitra Oreea, “Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review,” 2017.
- [10] D. P. A. S. Alexandre Moreira, “Reliable Renewable Generation and Transmission Expansion Planning: Co-Optimizing System’s Resources for Meeting Renewable Targets,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 32, NO. 4*, Julho 2017.
- [11] F. S. T. J. D. G. M. V. F. P. Luiz Carlos da Costa Jr., “Reliability-Constrained Power System Expansion Planning: A Stochastic Risk-Averse Optimization Approach,” Outubro 2019.
- [12] S. S. Oren, “Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets,” Junho 2003.
- [13] W. W. Hogan, “ON AN “ENERGY ONLY” ELECTRICITY MARKET DESIGN FOR RESOURCE ADEQUACY,” setembro 2005.
- [14] W. Hogan, “Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves,” 2013.
- [15] S. S. Peter Cramton, “Forward Reliability Markets: Less Risk, Less Market Power, More Efficiency,” *Utilities Policy*, 2008.
- [16] A. O. Peter Cramton, “Economics and design of capacity markets for the power sector,” 2011.
- [17] A. O. S. S. Peter Cramton, “Capacity Market Fundamentals,” *Economics of Energy & Environmental Policy, Vol. 2, No. 2*, 2013.
- [18] P. Cramton, “Colombia’s Forward Energy Market,” Agosto 2007.
- [19] P. Cramton, “Local Flexibility Market,” Setembro 2019.
- [20] DavidNewbery, “Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors,” Agosto 2015.
- [21] C. K. C. S. S. Daniel Hacha, “Capacity market design options: A dynamic capacity investment model and a GB case study,” 2015.
- [22] Empresa de Pesquisa Energética - EPE, “Plano Decenal da Expansão 2029,” Rio de Janeiro, 2019.

- [39] Empresa de Pesquisa Energética - EPE, “Garantia Física,” [Online]. Available: <http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/garantia-fisica>. [Acesso em 30 05 2020].
- [40] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, “Comercialização,” [Online]. Available: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=42misa3vn_5&_afLoop=45107150849487#!. [Acesso em 31 05 2020].
- [41] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, “Tipos de leilões,” [Online]. Available: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afLoop=47068680823094&_adf.ctrl-state=zikum6u1cb_30#!%40%40%3F_afLoop%3D47068680823094%26_afd.ctrl-state%3Dzikum6u1cb_34. [Acesso em 31 05 2020].
- [42] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, [Online]. Available: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_adf.ctrl-state=zikum6u1cb_34&_afLoop=145794606602976#!. [Acesso em 31 2020 2020].
- [43] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, “Apresentação do PMO 12/2019,” Rio de Janeiro, 2019.
- [44] Senado Federal, “PARECER (SF) Nº 4, DE 2020,” Brasília, 2020.
- [45] V. Gomes, “Separação entre lastro e energia no SIN: fundamentos e possíveis consequências para os novos geradores,” *Gesel*, p. 6, 2016.
- [46] RGE Consultoria, “2º Workshop Lastro e Energia,” Brasília, 2019.
- [47] Ministério de Minas e Energia, “NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/AEREG/SE,” 2017.
- [48] Empresa de Pesquisa Energética - EPE, “Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento,” Rio de Janeiro, 2018.
- [49] Empresa de Pesquisa Energética - EPE, “Novos Critérios de Garantia de Suprimento,” Rio de Janeiro, 2020.
- [50] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “PDE 2030 - Versão Consulta Pública,” Rio de Janeiro, 2020.
- [51] A. G. Viana, “Elementos para realização de um leilão de ponta para o setor elétrico brasileiro,” São Paulo, 2019.
- [52] L. A. B. Luiz T. A. Maurer, “Electricity Auctions - An overview of efficient practices - The world bank,” Washington, 2011.
- [53] CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, “Infomercado mensal - julho 2020,” São Paulo, 2020.
- [54] Empresa de Pesquisa Energética - EPE e Ministério de Minas e Energia - MME, “GT Modernização - Novo desenho de Mercado - Grupo: Lastro e Energia,” 2019.
- [55] R. K. e. M. V. P. Jerson Kelman, “Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos,” 2003.
- [56] PSR Consultoria, “Manual do usuário - OPTGEN,” Rio de Janeiro.
- [57] G. A. S. Nogueira, “Identificação dos Beneficiários e Alocação de Custos de Fontes de Potência Reativa,” Rio de Janeiro, 2003.
- [58] Thyos Energia, “Contratação de Serviços Ancilares,” São Paulo, 2019.

- [59] N. Campodónico, S. Binato, R.Kelman, M. Pereira, M. Tinoco, F. Montoya, M. Zhang, F. Mayaki, “Expansion Planning of Generation and Interconnections Under Uncertainty,” 2003.
- [60] PSR, “Folder OPTGEN,” [Online]. Available: <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/OptgenFolderEng.pdf>.
- [61] PSR, “Manual de Metodologia - SDDP,” Rio de Janeiro.
- [62] F. L. C. Oliveira, “Modelo de séries temporais para construção da árvore de cenários aplicadas à otimização estocástica,” 2013.
- [63] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “Avaliação do Suprimento de Potência no Sistema Elétrico e impactos da Covid 19,” Rio de Janeiro, 2020.
- [64] National Renewable Energy Laboratory - NREL, “Annual Technology Baseline: The 2020 Electricity Update,” 2020.
- [65] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, “LIMITES DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES E GERAÇÃO TÉRMICA POR RESTRIÇÕES ELÉTRICAS PARA O PERÍODO DE SETEMBRO DE 2020 A DEZEMBRO DE 2024,” Rio de Janeiro, 2020.
- [66] Associação Brasileira de Energia Eólica, “Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEOLICA,” [Online]. Available: <http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias/4345-brasil-foi-o-mercado-e%3%B3lico-que-mais-cresceu-em-2015.html>. [Acesso em 25 2 2016].
- [67] CCEE e ONS, “Nota técnica - Relatório do Programa de Resposta da demanda,” 2019.
- [68] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, “Fórum de Debates CCEE/EPE - “Separação de lastro e energia”,” 2017.
- [69] NRG, “Energy education,” [Online]. Available: <https://www.nrg.com/insights/energy-education/what-texas-businesses-need-to-know-about-scarcity-pricing-this-s.html#:~:text=Scarcity%20pricing%20is%20an%20economic,rise%2C%20reflecting%20the%20growing%20scarcity..> [Acesso em 07 07 2020].

ANEXO A

As respectivas versões dos softwares OPTGEN e SDDP utilizadas foram OPTGEN 7.5 Beta 33 e SDDP 16.0.4. O planejamento da expansão foi simulado no OPTGEN utilizando os serviços da Amazon AWS para processamento em paralelo, com 72 processadores. As simulações foram realizadas em um tempo de aproximadamente 10 horas. O detalhamento do planejamento da operação foi simulado no SDDP utilizando os serviços da Amazon AWS para processamento em paralelo, utilizando 144 processadores. As simulações foram realizadas em um tempo de aproximadamente 10 horas.

ANEXO B

SEGREGAÇÃO DOS POSTOS RENOVÁVEIS PARA GERAÇÃO DE CENÁRIOS SINTÉTICOS

As usinas eólicas e solares dos projetos existentes e candidatos à expansão no sistema foram inseridas no modelo como blocos de usinas. As usinas existentes foram separadas por leilão e por estado, portanto, cada leilão foi separado em um conjunto de usinas pertencentes ao mesmo estado, formando um bloco. Os blocos foram criados para cada subsistema equivalente (SE/CO, S, NE, N). Estes blocos representam separadamente todas as usinas eólicas e solares, e a potência referente a cada bloco equivale à soma das potências de cada uma das usinas pertencentes a ele. O fator de capacidade é a relação entre a soma total de garantia física das usinas pertencentes a um bloco e a potência total instalada.

Para as usinas candidatas à expansão, estas foram agregadas em conjuntos pertencente a uma região com as mesmas características geográficas e meteorológicas. A potência dos blocos de usinas candidatas à expansão foram escolhidas com um valor único, pois foram inseridas no modelo de planejamento da expansão com a possibilidade de investimento parcial. Por exemplo, existe um bloco de usinas solares no estado de São Paulo com uma potência instalada de 20.000 MW e um custo de Capex em R\$/KW instalado e Opex em R\$/KW ano que varia por ano de acordo com a Tabela 4. Com isto, o resultado do modelo se dará pela opção de contratação da expansão parcial ou total do projeto, o modelo opta pela quantidade em KW a ser instalado de forma a minimizar o custo e investimento mais custo de operação. A Tabela 7 exemplifica os blocos para as usinas existentes, e a Tabela 8 exemplifica os blocos para as usinas candidatas à expansão.

Tabela 7 - Exemplo de segregação em blocos dos projetos existentes

(Usinas eólicas e solares no NE)

| Nome Bloco | Pot. Instalada | Fat. Oper. |
|---------------------|-----------------------|-------------------|
| EOLNE_LER_09 | 1619,70 | 0,76602 |
| EOLNE_LER_10 | 508,20 | 0,91648 |
| EOLNE_LFA_10 | 1085,0 | 0,77609 |
| EOLNE_LER_11 | 642,30 | 0,83361 |
| EOLNE_A-3_11 | 575,60 | 0,88359 |
| EOLNE_A-5_11 | 787,30 | 0,83860 |
| EOLNE_A-5_12 | 52,30 | 0,37621 |

| | | |
|---------------------|---------|---------|
| EOLNE_LER_13 | 1424,70 | 0,78603 |
| EOLNE_A-3_13 | 541,00 | 0,76645 |
| EOLNEA5_13_2 | 2185,80 | 0,77465 |
| EOLNE_A-5_14 | 925,95 | 0,78261 |
| EOLNE_A-3_14 | 503,00 | 0,84206 |
| EOLNE_LER_14 | 769,10 | 0,72117 |
| SOLNE_LER/14 | 519,66 | 1,00000 |
| EOLNE_LFA_15 | 90,00 | 1,88540 |
| EOLNE_A-3_15 | 328,80 | 0,80808 |
| SOLNE_LER/15 | 678,80 | 1,00000 |
| EOLNELER15_2 | 518,20 | 0,86522 |
| SOLNELER15_2 | 654,35 | 1,00000 |
| EOLNE_A-6_17 | 1291,63 | 1,25640 |
| EOLNE_A-4_17 | 64,00 | 1,42030 |
| SOLNE_A-4_17 | 499,00 | 1,00000 |
| EOLNE_A-4_18 | 114,40 | 1,01020 |
| SOLNE_A-4_18 | 636,76 | 1,00000 |
| EOLNE_A6_181 | 508,40 | 0,98000 |
| EOLNE_A6_182 | 742,30 | 1,10000 |
| EOLNE_A4_191 | 74,20 | 1,06000 |
| EOLNE_A4_192 | 21,00 | 1,04000 |
| SOLNE_A-4_19 | 163,70 | 1,00000 |
| EOLBA_A6_19 | 604,20 | 0,77586 |
| EOLPI_A6_19 | 59,40 | 0,87234 |
| EOLRN_A6_19 | 161,80 | 1,00000 |
| EOLPB_A6_19 | 214,83 | 0,88235 |
| SOLPI_A6_19 | 300,00 | 1,19230 |
| SOLPE_A6_19 | 30,00 | 1,07140 |
| SOLRN_A6_19 | 80,00 | 1,25000 |

Tabela 8 – Exemplo de segregação em blocos dos projetos candidatos à expansão
(Usinas solares no SE/CO)

| Nome Bloco | Pot. Instalada | Fat. Oper. |
|--------------------|-----------------------|-------------------|
| SOL_SP_1_25 | 20.000 | 1 |
| SOL_SP_2_25 | 20.000 | 1 |
| SOL_SP_3_25 | 20.000 | 1 |
| SOL_MG_1_25 | 20.000 | 1 |
| SOL_MG_2_25 | 20.000 | 1 |
| SOL_MG_3_25 | 20.000 | 1 |
| SOL_RJ_1_25 | 20.000 | 1 |
| SOL_ES_1_25 | 20.000 | 1 |
| SOL_MS_1_25 | 20.000 | 1 |

ANEXO C

SOFTWARE UTILIZADO PARA GERAÇÃO DE CENÁRIOS RENOVÁVEIS – TIME SERIES LAB

Para a realização dos certificados de potência das fontes renováveis, eólica e solar, foram criados cenários de geração futura renováveis: cenários de geração eólica e cenários de geração solar através de um modelo que produz cenários sintéticos, o Time Series Lab, desenvolvido pela empresa de consultoria PSR.

O Time Series Lab possui dois módulos de funcionamento: (I) TSL Data – o modelo cria um histórico de cenários horários sintéticos processando as informações disponíveis na base de dados de reanálise global, ou (II) TSL Scenarios – o modelo gera cenários futuros considerando a correlação espacial e temporal com o histórico de vazões das hidrelétricas [67]. A metodologia utilizada para criação de cenários renováveis utilizada neste trabalho foi a II.

A metodologia II utiliza um histórico de geração como dados de entrada. No caso deste estudo, a base de dados utilizada para obter a correlação espacial e temporal foi a MERRA 2 disponibilizada pela NASA em [68].

Para criação dos cenários de geração eólica o modelo utiliza: a curva de potência da turbina, altura da turbina e a coordenada da usina para a conversão da velocidade do vento em energia [67]. Já para a criação dos cenários de geração solar o modelo tem a capacidade de utilizar o ângulo de inclinação dos painéis e as coordenadas das usinas para a conversão dos dados de irradiação em energia [67].

O Time Series Lab utiliza a rede bayesiana (modelo estatístico baseado no Teorema de Bayes) para a produção dos cenários sintéticos, capturando a correlação existente no histórico. O modelo considera a distribuição de probabilidade conjunta, estimação não paramétrica da distribuição de probabilidade de cada projeto, mantém as correlações espaciais e temporais históricas e mantém a distribuição de probabilidade original dos dados históricos [67].

ANEXO D

LICENÇA PARA USO DOS SOFTWARES

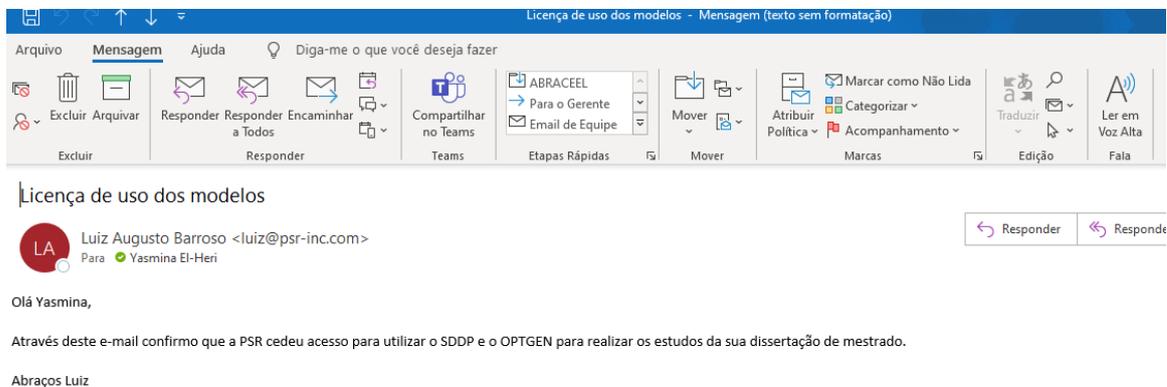


Figura 41 – Licença para uso dos softwares